目　　录

CONTENTS

第一章 概 况

一、自然地理概况

大港油田位于渤海之滨，是在黄骅坳陷陆地范围内所发现的油气田的总称。由于最早投入开发的油区在北大港构造带上，油田机关亦设在天津市以南的北大港区，故称大港油田。随着勘探与开发的不断发展，油田的范围在逐步扩大。目前，已扩展到北至河北省的唐海县，南至河北省的南皮县。黄骅坳陷陆地部分和沧县隆起，包括天津市的大港区、塘沽区、汉沽区、南郊区、静海县和宁河县与河北省沧州地区的黄骅县、海兴县、盐山县、南皮县、东光县、吴桥县、青县、交河县、沧县、孟村回族自治县和沧州市、衡水地区的阜成县、景县和廊房地区的大城县，以及唐山地区的昌黎县、乐亭县、唐海县、滦南县和丰南县等24个县区。

大港油田的勘探范围包括黄骅坳陷和沧县隆起。黄骅坳陷在燕山褶皱带以南，沧县隆起以东，埕宁隆起以西，大体呈南西—北东向展布，东部伸向渤海，面积为17000平方公里，其中陆地部分12000平方公里。沧县隆起位于冀中、黄骅两个坳陷之间，北起宁河，南抵临清，西至文安，东到沧县，整个隆起面积12000平方公里。黄骅坳陷与沧县隆起这两个构造单元的面积合计为29000平方公里。其中属大港油田陆地勘探范围的面积为24000平方公里，海滩（高潮线与低潮线之间的潮间带）和极浅海（海水0～5米深度线）勘探范围的面积3611平方公里，共计27611平方公里。本区位于北纬37°30′～39°50′，东经116°10′～119°30′，东临渤海，西接冀中平原，东南与山东毗邻，北与燕山相接。

区内地形以平原为主，总趋势为周边高中部低，因此北部地形自西北向东南倾斜，东南部自西南向东北倾斜，天津市海拔仅3米，渤海沿岸地形最低，接近海平面❶。但由于黄河及其它河流历年多次决口改道，泛滥频繁，交互沉积，加上新构造运动以及风力及人类活动的影响，致使平原微地貌景观差异很大。缓岗、自然堤、废河道、洼地、水库、盐田、卤池等每每可见。滨海冲积海积平原大体分布在京沪铁路线以东，沿渤海湾西岸呈半环状分布，由河流三角洲、滨海洼地、滨海沙堤组合而成。本区海岸包括山地海岸和平原海岸两种，自秦皇岛至洋河口30公里的地段为山地海岸，一般也称岩岸，其余350公里的地段均为平原海岸，通称沙岸。渤海湾的水下地形也比较简单，水深一般小于20米，最深处约28米。沿海岛屿稀少，除曹妃甸外，还有石臼坨、月坨、蛤坨、草木坨、腰坨、东坑坨等岛屿，集中分布在南堡至柳赞一带水深2～5米的范围内，均为堆积作用所形成的沙岛。曹妃甸又称沙垒田岛，是这一带最大的泥沙堆积岛，现在岛屿不断缩小。这些岛屿为今后海滩及浅海的石油勘探提供方便。

本区是渤海湾盆地的组成部分。为第四系平原组所覆盖，是东临渤海的汇水盆地。地表水主要发源于太行山东麓及燕山南麓，流向东南注入渤海，形成巨大的扇形水系。地表水系发育，主要河流自北而南有：滦河、陡河、蓟运河、潮白河、海河、子牙新河、宣惠河、漳卫新河等。海河系本区的主要河流，北运河、永定河、大清河均源于西部太行山区，流经天

---

❶河北省地图集，1981年，河北省测绘局。

津入海河。滹沱河和滏阳河汇合于子牙河后，流经天津入海，根治海河之后，开挖了子牙新河直接入海，迳流量占海河流域的25%。河流水量集中于汛期，春季水量小，甚至干涸，不利于灌溉。上述诸河流均分别属于海河和滦河两大水系。全区陆地面积24000平方公里中，属于海河流域的面积接近20000平方公里，滦河流域面积约4000平方公里。海河流域迳流资源丰富，年迳流量达242亿立方米，占本区地表总迳流量的66%。但在根治海河以前，汛期流量集中，一时渲泄不及，常泛滥成灾。但非汛期水量贫乏，又不能满足灌溉。根治海河后，使过去的多灾地区河渠纵横，排灌畅通，为加速农业发展创造了条件。区内湖泊很少，油田机关所在地北侧的北大港水库为洪水调节场所。

本区是个多天然地震活动区。按地震性质可分构造地震、火山地震及陷落地震三种类型。本区的地震多属于构造地震。在地质上，主要沿北东向和东西向断裂带分布。在两个断裂带交会部位的地震活动频率高、强度大。如贯穿于本区中部的北北东向沧东断裂带，是燕山运动以来长期发育的活动断裂带，与燕山褶皱带交会在唐山、滦县地区。1976年宁河6.9级强震则发生在该带与燕山褶皱带的交会部位。沿沧东断裂带曾有一系列较大的地震活动，如公元1704年东光、沧县一带的5.5级地震，1625年和1893年沧县发生的5级地震。展布于本区北部的东西向燕山褶皱带也是一个多地震带，自西向东发生过的较大地震有，1679年平谷8级地震，1624年滦县6.25级地震，1976年唐山7.8级地震、滦县7.1级地震。根据有关部门预测，分布于本区的地震危险区计有：大于6（6.0～6.9）级的地震危险区是唐山、滦县地区；大于5（5.0～5.9）级的地震危险区是大城、东光、沧州地区、昌黎、抚宁和天津市的塘沽地区。地震造成了严重的自然灾害，为了预防天然地震对人民生命财产所造成的危害，解放后特别是在邢台地震发生后，党和政府制定了以预防为主的方针，有关部门进行了大量的工作。20多年来已积累了大量资料，对天然地震的发生机理、分布规律及发生时间等方面进行了研究。随着科学技术的发展及各种防震措施的实施，天然地震对人类的危害必将会逐步减少和避免。

本区地处中纬度欧亚大陆东岸，东临渤海，属于温带大陆性季风型气候，具有冬天寒冷少雪，春天干燥，风沙盛行，夏日炎热多雨，秋日晴朗，寒暖适中等特点。区内年平均温度为12℃左右。7月份平均最高温度为30～32℃。年极端最高温度达40℃以上。1月份最低温度为−18～−25℃。若以日最低温度低于−15℃为严寒期，在沿海及平原区从12月下旬开始至2月上旬结束，严寒日数约8天左右，大多出现在1月。本区一般于每年11月10日至20日土壤开始冻结，次年3月20日前后开始解冻。区内常温带界面深度为20米，常温带的温度为14℃。

区内风向随季节变化甚为明显。冬季盛行北、西北风，夏季盛行西南、东南风，春、秋两季风向变化较大，一般是偏北风与偏南风交替出现。年平均风速为每秒3～4米，风速的年变化一般是春季最大，平均风速在每秒3米以上；夏季平均风速最小，一般为每秒2米左右；秋、冬季风速介于春、夏之间，平均风速大多为每秒2～4米。春季风速大，土壤干松，故每当出现大风时，常形成风沙天气。春季风沙日数一般均在10天以上。

区内年平均降水量600～800毫米，北部的燕山南侧位于夏季风的迎风坡，当东南暖湿气流到达时，被迫上升，易形成地形雨，故降水比较充沛，昌黎、乐亭一带，年降水量大于700毫米，为全区之冠。一年的降水量主要集中在夏季，冬季降水量最少，秋季降水量稍多于春季。由于冬、春季降水量少，加之入春后气温迅速回升，大风增多，地面蒸发旺盛，空气及土壤均特别干燥，春旱较为严重。

本区光热资源较为充足，全年日照时数为2700～2800小时。多数地方可种植喜温作物，且当温度最高之时，正是多雨季节，高温与多雨相结合对于作物生长极为有利。日照时数一般是春季最多，夏季次之，秋季较少，冬季最少。但是春季干旱，且多风沙，七、八月易发生洪水、涝害，初春和暮秋时有霜冻。

本区现已形成以铁路、公路、水运相结合的交通运输网络。沿海又有重要的港口，水陆交通发达。京津、京沪、京哈、京齐、北京—大连、津沪、津长、津牡、天律—西安等铁路主干线贯穿全区，可以与东北、华北、华南、华东、西北等地相通。公路发展较快，以天津、唐山、沧州等城市为中心向外辐射，形成四通八达的公路网，城市之间和乡镇之间都有公路相连。全区约有40%以上的乡镇有了沥青路，保证了晴雨通车。

区内海岸南起河北省四女寺河口，向北经歧口、唐家河、塘沽、北塘、南堡、柳赞、滦河口至河北省秦皇岛，海岸线长384公里。海上运输比较发达，沿海的天津塘沽新港和秦皇岛港为我国北方的重要港口，大型海轮来往于大连、青岛、上海以及欧、亚、非、澳、美洲各国重要港口，已成为我国的海上门户。此外还有大青河、歧口、赵家堡、冯家堡等几个小型港口，为沿海短途货物集散地。

区内人口稠密，除了城镇和天津市、唐山、沧州地区所辖各县城关外，广大农村每平方公里平均人口为136人（黄骅县）～397人（盐山县），居民以汉族为主，其次为回族，回族主要聚居在孟村回族自治县以及沧县等地，此外尚有少数满、蒙、维、朝等民族居住在天津市及其附近地区。建国后，按照民族区域自治政策，建立了孟村回族自治县。

本区地理条件优越，有利于工农业的发展。农业方面由于地势平坦，气候适宜，解放后大力兴修水利，特别是根治海河后，旱涝基本得到控制。天津市郊区的小站稻，唐山地区的水稻已负盛名，区内作物以小麦、玉米为主，其次为杂粮。本区处于京、津、唐工业区，交通便利，又靠近有丰富煤炭资源的山西省，工业创办早，发展快，近年来更是突飞猛进，目前已形成门类齐全的工业体系。天津市又是全国三大直辖市之一，工业以机械、化工、能源、纺织、轻工为主。总之，黄骅坳陷地处渤海之滨、华北平原的北部，地势平坦，气候宜人，交通便利，紧邻京、津、唐工业区，经济发达，科学技术集中，为发展石油工业提供了优越的条件。

二、勘探概况

本区的石油勘探工作开始于1955年。当年，地质部在黄骅坳陷的北部和南部进行了1:100万重力测量。1955～1956年在沧县—孔店—黄骅—埕子口，青县—盐山进行了电法大剖面测量。1959年煤炭工业部、石油工业部在黄骅坳陷中、南区进行了1:20万重力测量。1959～1960年地质部物探局航测大队904队完成了渤海周围地区1:100万航空磁测和华北平原北部1:20万航空磁测任务。1960年石油工业部、地质部建议在黄骅坳陷地区进行普查、详探及地震勘探工作。1961～1963年间，地质部第一普查大队对黄骅坳陷进行了调查，并投入了少量钻探工作。位于羊三木构造的黄3井在上第三系馆陶组首次发现工业性油气流，揭开了黄骅坳陷大规模油气勘探的序幕。

1963年石油工业部接受了华北地区油气勘探任务。经国务院批准，调集大庆石油勘探队伍组织了华北石油会战指挥部。从此在黄骅坳陷展开了大规模的油气勘探。

60年代主要在黄骅坳陷的中区和南区进行地震勘探，每年动用6～13个地震队，采用“51型”光点记录仪，做连片地震测量。为黄骅坳陷定凹选带，划分二级构造带提供了宝贵依据。1972年13个地震队全部换装为国产模拟磁带地震仪。1973年多次覆盖技术在地震勘

探中开始应用，使多次波和干扰波得到压制，有效波进一步加强，记录质量提高，记录深度增加，地质效果明显，使地震勘探技术提高到一个新水平。1985 年 16 个模拟磁带地震仪全部更换为国产或进口的数字仪。在南堡、板桥、歧口、孔南地区数字地震测网密度已达 0.7 ×1 公里。在复杂地区还开展了宽线剖面测量。到 1986 年底共动用 242 地震队年，累计做地震剖面长 67789.14 公里，其中“51 型”测线长 11102.83 公里，模拟测线长 35186.87 公里，三维地震勘探面积 204.8 平方公里（表 1–1）。

本区从 1964 年开展大规模油气勘探以来，至 1986 年底，23 年共打探井 1020 口，进尺 289.88 万米，探井平均密度为每平方公里 0.08 口，其中取芯井 312 口，进尺 11710.46 米，芯长 10944.29 米，平均收获率 93.46%，占探井进尺 0.4%。油田自 1971 年钻深探井，到 1986 年底累计钻井深度大于 4000 米的探井 82 口，进尺 33.73 万米，最深的探井是新港 57 井，井深 5127 米（表 1–2）。油田累计钻定向斜井 229 口，进尺 47.45 万米。

探井中已下套管的井 727 口，地质报废井 293 口，获工业油流井 396 口，积压待试井 22 口，探井成功率 38.8%。获工业油流井中，日产大于 50 吨的有 97 口，占总工业油流井数的 24.5%。

黄骅坳陷内勘探程度不均，一般是浅层勘探程度高，深层较低；中区和南区勘探程度较高，北区较低。各二级构造带的勘探程度相差悬殊（表 1–3），从表 1–3 中可以看出，北大港、孔店、南大港、高尚堡等二级构造带的勘探程度比较高。徐杨桥—黑龙村面积 690 平方公里，为黄骅坳陷内最大的二级构造带，只打探井 19 口，总探井密度为每平方公里 0.03 口。姜各庄、马头营、海滩及极浅海区探井极少。但通过 20 余年的大规模勘探，已做了大量工作，取得了丰富的地球物理、地质资料，对黄骅坳陷的地质结构、沉积特征、含油层系，以及油气富集规律有了比较接近客观的认识。总的来讲，本区地质条件十分复杂，由于多期构造运动和断裂活动，形成了多个生油凹陷，多套含油气层系、多种类型的储油岩体和多种成因的圈闭类型，构成了在纵向上多层含油，横向上不同层系含油连片，是一个比较富集的含油气区。通过勘探工作取得了以下成果。

1.明确了黄骅坳陷正负向二级构造单元的分布及类型

通过以上工作发现 25 个二级构造带和 10 个凹陷。按其成因，二级构造带可分三类：即潜山构造带，为受古生界基底控制第三纪以来长期发育的构造带，全坳陷共 11 个；鼻状构造带，是在坳陷边缘受下古生界基底影响而发育的一系列第三系鼻状圈闭为主的构造带，共 8 个；断裂构造带，在坳陷中被断裂切割复杂化的第三系正向构造带，共 6 个。10 个凹陷中，根据现有资料证实南堡、北塘、板桥、歧口、沧东、南皮等 6 个凹陷为有利生油凹陷，另有 4 个凹陷（吴桥、乐亭、昌黎、盐山）因做工作较少，资料不足，需进一步工作。

2.发现了多种类型的圈闭

截至 1987 年 10 月，共计找到各类局部圈闭 328 个，总圈闭面积为 3766.3 平方公里；其中第三系局部构造圈闭 211 个，圈闭面积 2215.7 平方公里；第三系非构造圈闭 49 个，圈闭面积 408.1 平方公里；前第三系构造圈闭 68 个，圈闭面积 1142.5 平方公里。

3.具有多套含油层系

黄骅坳陷在下古生界、上古生界、中生界、第三系等所有层系中均获得工业性油气流，但以第三系含油层系最多，是大港油田的主要开发层系。第三系中发现了 9 套含油层系，自下而上为孔三段、孔二段、孔一段、沙三段、沙二段、沙一段、东营组、馆陶组、明化镇组。油层分布广，南区以孔店组为主要含油目的层，中、北区以沙河街组、东营组和上第三

表 1-1 大港油田 1964~1986 年勘探成效分析表[1]

年度	地震队(个)	测线(km)、三维(km^2)	钻机(台)	完井(口)	进尺(10^4m)	探井		取芯井					试油井(口)	试油层(层)	工业油流井(口)	探成功井率(%)	年原产油(10^4t)	天然气 10^8m^3
						完井(口)	进尺(10^4m)	井数(口)	进尺(m)	芯长(m)	收获率(%)	占探井进尺(%)						
964	13	2396	17	21	6.2	21	6.2	6	45.89	32.33	70.45	0.07	4	12	4	19	/	/
965	11	3551	19	34	7.96	21	5.74	6	351.35	344.9	98.16	0.61	16	35	14	66.6	1.34	/
966	13	4239	27	84	18.04	29	7.94	2	320.04	273.91	85.59	0.4	21	47	19	65.5	11.54	/
小计		10186		139	32.2	71	19.88	14	717.28	651.14	90.78	0.36	41	94	37	52.1	12.88	/
967	8	1410	17	42	9.12	6	1.6	1	26.27	13.06	49.71	0.16	10	35	4	66.6	17.7	/
968	/	/	16	84	17.32	9	2.36	/	/	/	/	/	6	10	3	33.3	36.3	/
969	/	/	24	99	18.43	10	3.01	/	/	/	/	/	9	20	4	40	49.7	/
小计		1410		225	44.87	25	6.97	1	26.27	13.06	49.71	0.04	25	65	11	44	103.7	/
970	2	270	31	168	26.30	19	5.66	/	/	/	/	/	11	17	13	68.4	102	/
971	4	1386	33	193	37.39	71	18.22	1	4.79	2.19	45.70	0.003	44	92	19	26.8	168	/
972	13	5962	52	231	50.49	66	16.4	4	154.37	83.63	54.17	0.09	41	88	21	31.8	219	/
973	16	4415	60	265	56.34	116	24.48	7	345.49	216.18	62.57	0.14	69	160	36	31	320	/
974	11	3958	64	254	63.00	85	21.96	7	276.55	208.99	75.57	0.13	64	126	30	35.3	396	5.92
975	15	3066	68	240	57.16	92	23.54	18	716.43	538.95	72.20	0.3	60	153	19	20.7	450	6.18
小计		19077		1351	290.68	449	110.26	37	1497.63	1049.94	70.10	0.14	289	636	138	30.7	1655	12.1

以前的勘探工作量未包括在内。

续表

勘探阶段	年度	地震队(个)	测线(km)三维(km^2)	钻机(台)	完井(口)	进尺(10^4m)	探井		取芯井					试油井(口)	试油层(层)	工业油流井(口)	探井成功率(%)	原油年产(10^4t)	天然气10^8m^3
							完井(口)	进尺(10^4m)	井数(口)	进尺(m)	芯长(m)	收获率(%)	占探井进尺(%)						
钻探评价潜山深层	1976	16	3741	22	61	15.01	22	6.14	10	180.29	129.4	71.77	0.3	27	49	4	18.2	360	5.71
	1977	16	4695	23	53	15.1	17	4.94	6	89.84	54.27	60.40	0.18	21	40	4	23.5	315	7.84
	1978	16	3831	24	131	31.15	14	4.12	15	248.64	166.54	66.98	0.6	20	62	9	64.3	300	8.12
	小计		12267		245	61.26	53	15.2	31	518.77	350.21	67.5	0.34	68	151	17	32.1	975	21.76
开展复式油气藏勘探	1979	16	1736	33	166	37.33	32	10.4	8	160.32	96.47	60.17	0.15	31	79	11	34.4	290	9.27
	1980	16	1342	39	180	42.26	41	12.14	11	408.7	340.44	83.30	0.34	16	35	16	39	291	8.00
	1981	10	1453	36	162	38.87	29	12.5	17	559.35	486.87	87.00	0.45	35	112	20	69	287.5	7.31
	1982	10	1564	36	160	42	44	12.62	19	692.15	601.38	68.90	0.55	37	126	22	50	293	6.29
	1983	14	2170	44	170	47	51	16.14	10	615.28	492.82	80.10	0.38	40	145	26	51	302.8	5.93
	1984	14	5305	53	206	63.02	74	25.65	42	1247.64	951.01	76.20	0.49	53	206	32	43.2	317.5	5.28
	1985	16	6672	67	247	70.49	79	26.4	68	2746.93	2305.73	84.00	1.04	64	240	33	41.8	365.1	5.70
	1986	16	4607 三维 204.8	67	246	65.31	72	21.72	54	2520.14	2312.28	91.75	1.16	63	307	33	45.8	391	4.73
	小计		24849 三维 204.8		1537	406.28	422	137.57	229	8950.51	7587	84.77	0.65	339	1250	193	45.7	2537.9	52.51
总计			67789 三维 204.8		3497	835.29	1020	289.88	312	11710.46	10944.29	93.46	0.40	762	2196	396	38.8	5284.48	86.37

表 1–2　大港油田井深大于四千米探井统计表

1971 年		1977 年		1978 年		1979 年		1980 年		1981 年	
井号	完钻井深 (m)	井号	完钻井深 (m)	井号	完钻井深 (m)	井号	完钻井深 (m)	井号	完钻井深 (m)	井号	完钻井深 (m)
新港 57	5127	板 22	4166.52	港深 13	4001	港深 11	4014.26	港深 21	4424.75	港深 46	4313.4
		板 40	4010	板 46	4056	港深 19	4010.01	港深 24	4055.12	板深 21	4002.38
						港深 14	4051	港深 31	4004.51	板深 2	4001.15
						港深 15	4038.07	板深 11	4026	港深 45	4390
						港深 16	4068	板深 13	4203	高 19	4080
						港深 17	4006.28	港深 23	4501.35		
						港深 28	4065.10	北 2	4203.42		
						港深 29	4050.11	高 1	4041.25		
						港深 5	4173.7	高 5	4001.1		
						塘 19	4003.8	高 6	4017		
						孔 72	4061.35	高 7	4001.7		
								高 11	4005		
1	5127	2	8176.52	2	8057	11	44541.68	12	49484.24	5	20786.93

合计：共打井深大于 4000 米探井 82 口，进尺 33.73 万米，其中获工业油流井 45 口，成功率 54.9%.

续表

1982年		1983年		1984年		1985年		1986年		合计	
井号	完钻井深(m)	井号	完钻井深(m)	井号	完钻井深(m)	井号	完钻井深(m)	井号	完钻井深(m)	井数(口)	进尺(m)
北13	4010	板深15	4190.37	板深27	4030	板深16	4300	港深39	4219		
北16	4004.27	张5	4030	板深51	4047	板深18	4220.33	板深25	4000		
庙2	4001.57	塘参1	4022.19	官古1	4199	板深38	4020	板深36	4090		
庙4	4051.56	北4	4014.31	桥参1	4501.25	板深58	4150	港深3	4002		
高20	4003.5	北8	4006.65	高16	4207	板深72	4000	港深30	4100.17		
高23	4054.26	北10	4020.2	高30	4000.24	张7	4200	港深33	4302.75		
高26	4074	北15	4046	柳6	4200	港深32	4222.32	高21	4500		
高29	4001.91	高8	4014.49	柳7	4005.44	乐参1	4004.02	高62	4125.14		
板深23	4000	高17	4000			高35	4001.22	高63	4026.45		
		高22	4313.94			柳9	4036	高66	4341		
								高82	4108		
								高87	4062.43		
9	36201.07	10	40658.15	8	33189.93	10	41153.89	12	49876.94	82	337253.35

表 1-3 大港油田截至 1986 年底各二级构造带勘探程度表

指标	北大港潜山构造带	南大港潜山构造带	羊三木潜山构造带	孔店潜山构造带	徐黑阳龙桥村潜山构造带	姜各庄潜山构造带	马头营潜山构造带	柏各庄东潜山构造带	柏各庄潜山构造带	高尚堡潜山构造带
面积(km^2)	400	130	120	590	690	450	445	45	220	110
累计打井(口)	1516	158	205	631	19				6	116
其中:探井(口)	204	59	28	199	19				6	73
见油气层探井(口)	150	34	15	114					4	66
获工业油流探井(口)	107	17	12	72					2	39
获工业气流探井(口)	3									
待试探井(口)									1	2
累计地震测线长(km)	5327	2381	1418	6735	3844	40	895	686	875	650 三维 $62km^2$
其中多次覆盖(km)	2245	1490	1418	4574	2215	40	710	618	545	650 及 三维
发现油气田数(个)	3	1	1	3						2
探井密度(口/km^2)	0.51	0.45	0.23	0.34	0.03	0	0	0	0.03	0.67
地震测线密度(km/km^2)	13.32	18.32	11.8	11.42	5.57	0.09	2.01	15.24	3.98	5.91
探井进尺(10^4m)	68.17	19.26	5.54	58.43	3.55				1.36	26.15

续表

老王庄潜山构造带	柏格庄南鼻状构造带	丁家岭鼻状构造带	塘沽鼻状构造带	增福台鼻状构造带	羊二庄鼻状构造带	沧州市鼻状构造带	盐山鼻状构造带	东光鼻状构造带	老堡断裂构造带	北堡断裂构造带	板桥断裂构造带	沈清庄断裂构造带	小集断裂构造带	灯明寺断裂构造带	合计
130	85	170	120	50	340	420	120	90		160	210	325	90	170	5680
3	20	1	15	2	166	18	9	1		30	247	26	154	10	3353
3	20	1	15	2	69	18	9	1		28	66	26	50	10	906
	11		7	1	24	3				22	58	25	39	3	576
	3		4		16	1				6	49	4	20	2	354
					1	1				2	8	1			16
	2												2		7
281	200	432	691	159	2574	1384	854	612		1427	1492 三维 102.5km^2	1351	2870 三维 40.5km^2	1045	38223 三维 205km^2
86	170	95	420	67	358	788	636	413		1293	942 及三维	595	2610 及三维	803	23781 及三维
					1					1	1		2		15
0.02	0.24	0.006	0.13	0.04	0.21	0.04	0.08	0.01	0	0.18	0.31	0.08	0.56	0.06	0.16
2.16	2.35	2.54	5.76	3.18	7.57	3.30	7.12	6.8		8.92	7.11 及三维	4.16	31.89	6.15	6.73
0.65	4.17	0.32	4.62	0.72	17.94	4.65	1.61	0.2		8.94	23.54	6.62	17.1	3.05	276.59

系含油为主。纵向上自 600 米至 4800 米深度范围内均有油气层分布。已探明储量按层位分布情况是上第三系明化镇、馆陶组占 30%；下第三系东营、沙河街组占 40%；孔店组占 30%（表 1–4）。

表 1–4 黄骅坳陷探明储量按层位分布数据表

层位			占总储量 (%)	单位面积储量 ($10^4t/km^2$)
上第三系	明化镇组		19.2	220
	馆陶组		11.6	164
下第三系	东营组		3.8	115
	沙河街组	沙一段上部	1.6	81
		沙一段下部	14.5	66
		沙二、三段	19.1	112
	孔店组		30.2	188
合计			100	153

4.发现油气田 15 个和见工业油气流的构造或断块 24 个

到 1986 年底黄骅坳陷已发现高尚堡、柳赞、北堡、北大港、周清庄、齐家务、羊二庄、王徐庄、羊三木、板桥、孔店、枣园、王官屯、小集、段六拨等 15 个油田，其中板桥、北大港、高尚堡等油田有含气区块 8 个，含气面积 48.6 平方公里(表 1–5、表 1–6)。另外还发现了南 29 井(柏各庄)、南 21 井(柏各庄南)、老爷庙(庙 3、南 4 井)、塘沽(塘 10 井)、长芦(板深 51 井)、白水头(港 20 井)、大张坨(板 52、板深 2 井)、港深 32 井孤立砂体、张巨河(张 5 井)、友谊(庄 5、庄 42 井)、埕北斜坡(庄浅 2 井)歧北、(歧 26、71、85 井)、沈青庄(沈 1 井)、大中旺(旺 1 井)、觉道庄(旺 11 井)、南中段(歧 50 井)、庄 43 井区、歧南凹陷南坡(庄 65 井)、扣村(扣 3 井)、沧州市(沧 1 井)、舍女寺(女 9 井)、叶三拨(官 74 井)、风化店(枣 16 井)、乌马营(乌 3 井)等 24 个含油气构造(图 1–1)。

5.建成年生产原油 400 万吨的能力

大港油田自 1965 年投入开发以后，至 1986 年底除了柳赞、北堡、齐家务、段六拨等 4 个油田未开发之外，其它 11 个油田已投入开发。投产井 1633 口，正常生产井 1250 口，其中自喷井 147 口，抽油井 1103 口，平均油嘴 6.4 毫米，单井日产油 10.6 吨，综合气油比 194 立方米每吨。注水井 487 口，正常生产井 378 口，单井日注 113 立方米，日注水平 42610 立方米，已累计注水 11732 万立方米，累计采油 5284 万吨，已建成年产 400 万吨的生产能力。

6.前第三系获得工业性油流

前第三系包括下古生界、上古生界、中生界。通过最近几年的勘探，发现位于柏各庄潜山的南 21 井寒武系工业性油流；位于风化店地区以枣 55 井为代表的中生界黑云母安山岩已探明一定储量，且已经投入开发。石炭–二叠系及中、下侏罗统砂岩已见良好显示，都是有希望的含油层系。上述事实说明，黄骅坳陷前第三系是一套新的勘探领域。

表 1–5 黄骅坳陷油田数据表

凹陷	构造带	序号	发现时间（发现井号）	油气田名称	区块名称	产油气层位	含油面积（km^2）	备注
南堡凹陷	高尚堡潜山构造带	1	1979.8.14(南 27 井)	高尚堡		明、馆、东、沙[1]	35.1	
		2	1980.6.24(柳 1 井)	柳赞		沙三	5	未投入开发
	构造带小计						40.1	
	北堡断裂构造带	3	1981.10.12(北 2 井)	北堡		馆、东	3	未投入开发
	合计					明、馆、东、沙	43.1	
板桥凹陷	板桥断裂构造带	4	1973.12.11(板 3)	板桥		沙一、二、三	54	
歧口凹陷	北大港潜山构造带	5	1965.5.26(港 14 井)	北大港	1.港东	明、馆、东	20.1	
			1965.3.6(港 3 井)		2.港西	明、馆、东	23.2	
			1964.12.20(港 5 井)		3.港中	东、沙	33.2	
			1965.11.12(港 21 井)		4.唐家河	馆、东、沙	8.6	
			1978.9.19(港深 13 井)		5.马西	沙一下	6.5	
			1979.5.25(港深 11 井)		6.马东	沙一下	7.5	
			1966.5.1(港 45 井)		7.六间房	沙一、二、三	6.5	
					小计	明、馆、东、沙	101.8	
		6	1967.4.8(歧 24 井)	周清庄		沙一、二、三	19.6	
		7	1970.11.10(旺 6 井)	齐家务		沙一下	2.9	未投入开发
				合计		明、馆、东、沙	124.3	
	羊二庄鼻状构造带	8	1974.3.13(庄 26 井)	羊二庄		明、馆、沙一	13.2	
	南大港潜山构造带	9	1966.4.3(歧 3 井)	王徐庄		沙一、二、三	19.7	
	羊三木潜山构造带	10	1963.12.20(黄 3 井)	羊三木		明、馆	7.8	
	合计						165	
沧东—南堡凹陷	孔店潜山构造带	11	1972.9.26(孔 31 井)	孔店		馆陶	7	
		12	1973.9.27(孔 9 井)	枣园	自来屯	沙三、孔一、二	7.3	
			1971.11.1(孔 17 井)		风化店	孔一、二	28.1	
			1973.6.23(官 33 井)		沈家铺	孔一	6.9	
					小计	沙三、孔一、二	42.3	
		13	1971.3.1(官 1 井)	王官屯		沙三、孔一、二	33.6	
				合计		馆、沙、孔	82.9	
	小集断裂构造带	14	1975.6.10(官 28 井)	小集		沙三、孔一	8.6	
		15	1983.6.16(官 66 井)	段六拨		孔一	10.9	未投入开发
				合计		沙三、孔一	19.5	
	合计					馆、沙、孔	102.4	
总计							364.5	

①明—明化镇组，馆—馆陶组，东—东营组，沙—沙河街组，孔—孔店组。

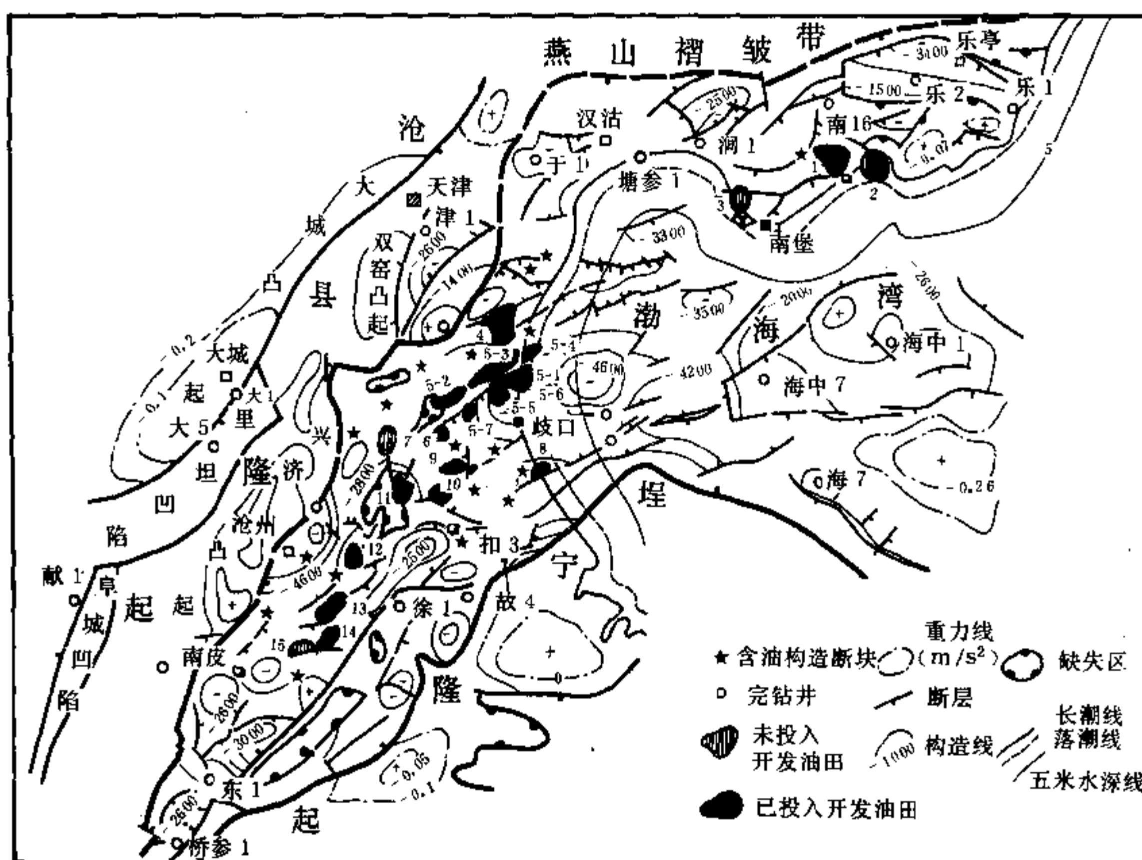


图 1-1 黄骅坳陷勘探成果图

1—高尚堡油田；2—柳赞油田；3—北堡油田；4—板桥油田；5-1—北大港油田港东开发区；5-2—北大港油田港西开发区；5-3—北大港油田港中开发区；5-4—北大港油田唐家河开发区；5-5—北大港油田马西开发区；5-6—北大港油田马东开发区；5-7—北大港油田六间房开发区；6—周清庄油田；7—齐家务油田；8—羊二庄油田；9—王徐庄油田；10—羊三木油田；11—孔店油田；12—枣园油田；13—王官屯油田；14—小集油田；15—段六拨油田．

注：油田号下同。

表 1-6 黄骅坳陷油气田含气区块数据表

凹 陷	构造带	油气田名称	含气区块名称	层 位	含气面积 (km^2)
板桥凹陷	板桥断裂构造带	板桥	板 北	板 2-4[①]	11.9
			板 中	板 2、4，滨Ⅲ.Ⅳ	20.7
			板 南	板 2，滨Ⅲ.Ⅳ	6.9
			大张坨	板 2	1.2
凹陷小计					40.7
歧口凹陷	北大港潜山构造带	北大港	白水头	板 2-4	1.8
			港 中	沙一下	1.0
			唐家河	东营组	2.9
凹陷小计					5.7
南堡凹陷	高尚堡潜山构造带	高尚堡		馆、东、沙	2.2
凹陷小计					2.2
坳陷合计					48.6

①板—板桥油组，滨—滨海油组。

第二章 勘探历程

黄骅坳陷的油气勘探工作始于1955年，钻探工作始于1961年。地质部于1961年4月钻探黄1井，并于1962年钻探黄3井，该井1963年试油获得工业性油流。1964年底，石油工业部在港东的港5井于下第三系沙河街组获得自喷油气流，从而发现了北大港油田，奠定了大港油田的基础。1971年在孔店构造带南端的官1井于孔店组获得工业性油流，打开了黄骅坳陷南部孔店组找油的新领域。1979年，南堡凹陷高尚堡构造带的南27井又获工业性油流，证明南堡凹陷为一新的含油区。至此大港油田分布于黄骅坳陷的北、中、南区。

黄骅坳陷是渤海湾含油气盆地的一部分。渤海湾一带的油气显示自古以来就有记载，"乾隆四十二（公元1777）年六月烧海凡三、四日不熄"❶。无疑，这是油气燃烧的现象。其地理位置在距天津较近的塘沽、上古林以东的海面上。说明在渤海湾一带很早以前就曾经发现过油气苗，这些油气苗或为第四系的气苗，或为沿断层上逸的深部油气，或为二者兼而有之，都证明了区内地下有烃类物质生成。

从本世纪30年代开始，一些地质学家对河北和渤海湾一带的含油气前景进行了多次预测，并提出过有益的意见。如1947年我国著名石油地质学家孙健初先生在"发展中国油矿计划纲要"一文中，把华北平原列为"含油气"或"有希望的地区"。1948年翁文波利用定碳比方法，评论华北地区为"可能产油区"。解放后，我国许多地质学家对华北地区的地质特点及含油气条件进行过论述并提出许多建议。

自1955年开始石油普查以来，已有30余年的勘探史，按其勘探历程，可划分为以下几个勘探阶段。

一、区域普查阶段（1955～1963年）

1955年1月，燃料工业部石油管理总局在第六次全国石油勘探会议上，决定在华北平原开展地球物理勘探。同年2月地质部召开第一次石油普查工作会议，确定在华北平原进行全面石油普查。地质部、石油工业部于1955年和1956年先后组建华北石油普查大队和华北石油勘探大队，在华北地区开展了石油地质普查和勘探。1956年地质部华北石油普查大队进行了全区重磁力及地质、地球物理大剖面勘探工作。1959年地质部完成了渤海地区的航空磁测。石油工业部石油科学研究院同中国科学院海洋研究所合作，进行了渤海海上地震勘探方法试验研究。1960年，石油工业部与地质部的地质勘探人员，在分析研究1955年以来的勘探资料的基础上，认为渤海湾一带是很有含油远景的地区，并提出六个勘探突破点，其中三个在黄骅坳陷内，即羊三木、北塘和马头营，要求把勘探重点由华北的西部及南部转移到渤海沿岸一带。并建议在黄骅坳陷进行地质普查、详探及地震勘探工作。1961～1963年，地质部第一普查大队重点对黄骅坳陷进行了调查和研究，发现了大港、孔店、羊三木等局部构造。同时，还投入了少量以发现油气为目的的钻探工作。在北大港构造带西部的黄2井于明化镇组见到具有浓厚油味的油浸砂岩；位于羊三木构造的黄1井、黄3井于馆陶组和沙河街组见到含油砂岩；位于港西的黄5井于奥陶系石灰岩中见到了油气显示。并于黄3井

❶同治九年刻，《续天津县志》，卷一星土祥异，第三页。

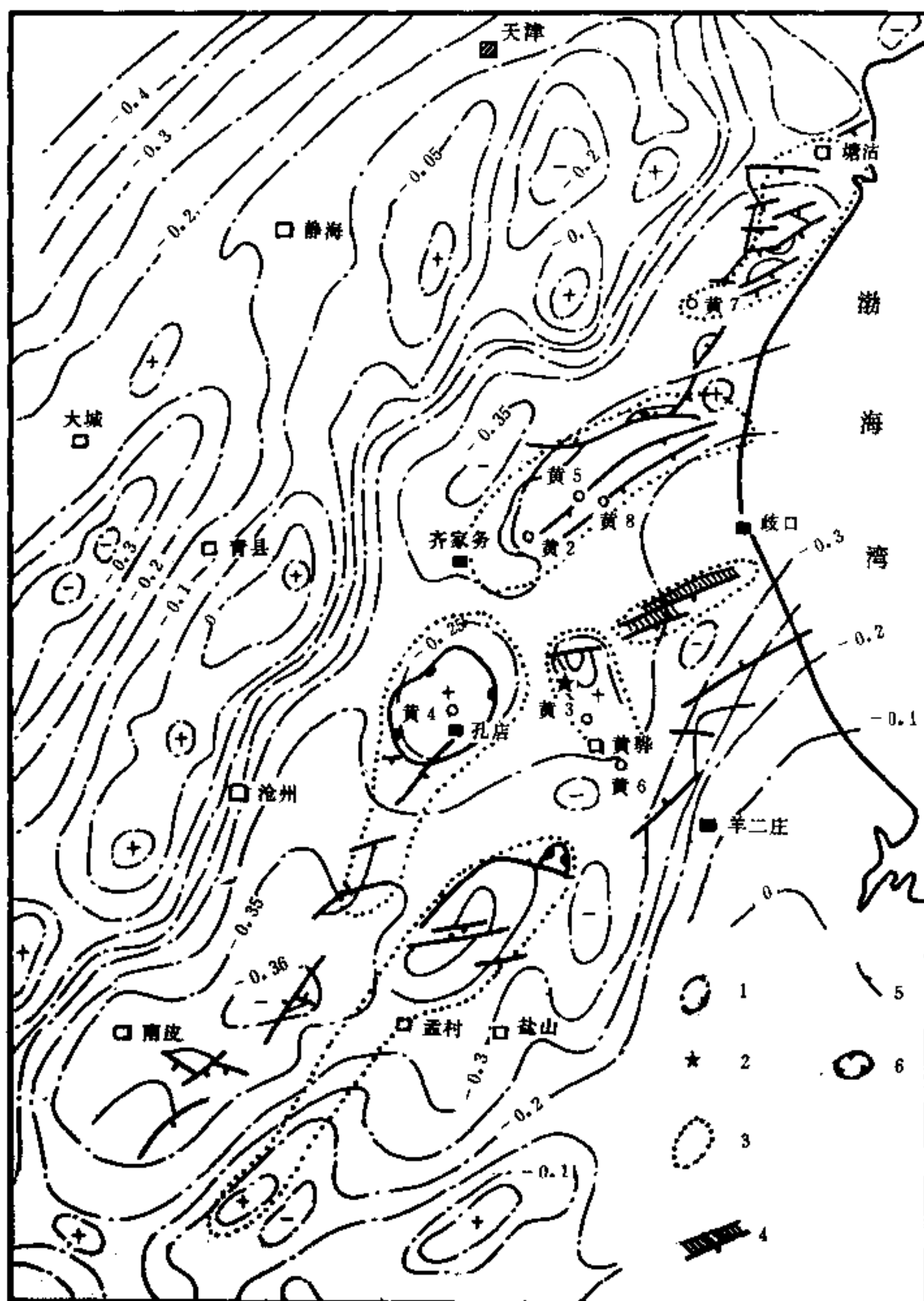


图 2-1 黄骅坳陷 1963 年勘探成果图

1—重力线（m／s^2），2—第 1 口出油井；3—构造轮廓线；4—复杂带；5—断层；6—下第三系超覆线

馆陶组首次获得了工业性油气流（图 2-1)。

黄 3 井❶ 位于羊三木构造顶部，是该构造上的第二口探井。1962 年 9 月 11 日开钻，同

❶黄骅坳陷羊三木构造黄3井试油地质总结报告，1964年11月，地质部第一普查勘探大队。

年 11 月 29 日完钻，完钻井深 1776.84 米。在馆陶组中于 1230.24～1417.44 米井段发现 7 层含油砂岩，纯厚 43.6 米，及 10 层油浸砂岩，纯厚 37.7 米，共厚 81.30 米。经试油日产原油 7 立方米。继该层试油之后，又分别射开了 1373.84～1379.04 米及 1350.84～1357.64 米井段 2 层 12 米，并获得了日产原油 84 立方米的最高记录。这是黄骅坳陷的第一口油井。它的喷油促进了黄骅坳陷大规模的油气勘探。

石油工业部于 1963 年 7 月作出决定，调集大庆油田的勘探队伍到河北地区进行大规模的石油勘探。1963 年 11 月，松辽会战指挥部于黑龙江省泰康县进行参加华北会战的准备工作，制定了华北平原石油勘探部署意见。通过以往的勘探工作，对黄骅坳陷的石油地质条件，取得了肯定的认识:

1）黄骅坳陷内生油物质丰富，下第三系暗色泥岩厚数百米，经分析证明为还原条件下的沉积。生油条件好。

2）区内有良好的储集层，第三系砂岩胶结疏松，储油物理性质好，孔隙度在 20%以上，渗透率 $4935\times10^{-3}\sim8.7\times10^{-3}$ 二次方微米。

3）坳陷内基底差异性很大，被分割成一些面积不大的凸起和凹陷。一般在凸起上新生界沉积薄，凹陷内沉积厚，但由于各凹陷范围小，彼此分隔，所以第三系各层组的岩性变化较大。

4）钻探证实第三系中已见油层，并且已获工业性油流，在奥陶系风化壳内也发现油气显示。肯定渤海湾沿岸有较大的含油远景，同时也估计到其地质条件相当复杂。

二、区域钻探阶段（1964～1966 年）

1963 年石油工业部接受了华北地区的油气勘探任务，并制订了“区域展开，重点突破，各个歼灭”的勘探方针。经国务院批准，调集了大庆石油勘探队伍，组织华北石油会战。

根据本区构造凸起和凹陷相间排列，油藏类型多种多样，油层多，含油井段长，地质条件比较复杂的特点，并结合当时对该区地质条件的认识，和石油工业部关于华北石油勘探会战的勘探方针，确定了“占凸起、打凹陷，追倾没，狠抓斜坡与隆起，解剖断、挠、尖、超、深、浅、纵、横齐下手”的战术原则。

1964 年 1 月，石油工业部从大庆油田调集 53 个地震队，17 个钻井队和 23 个生产辅助队，从区域勘探入手，在京沪铁路以东，北起京、津之间的凤河营，南至沧州，东至唐山以南的广阔区域内展开了石油勘探。主要是通过地震勘探搞清这个地区的地下构造分布情况，并按横穿黄骅坳陷的三条大剖面进行钻探，即：通过沧县隆起—板桥凹陷—北大港构造带—歧口凹陷钻探井津 1—板 1—板 2—港 5—歧 1；过港西凸起—孔店北坡—羊三木构造带钻探井港 4—港 1—孔 4—孔 5—孔 6；过沧东凹陷—孔店凸起—徐阳桥构造带钻探井孔 7—孔 3—孔 1—孔 2—徐 1。与此同时并甩开钻探南堡和北塘地区，以全面了解地下含油气情况。

第一口探井是塘沽构造上的塘 1 井，于 1964 年 1 月 9 日开钻。这三条剖面的探井于同年 2～3 月相继开钻，首先开钻的是横穿孔店构造带的孔 1、孔 2、孔 3、徐 1 井组成的钻井大剖面。当时的勘探目标主要是巨大的孔店构造带。数月之后这一批探井完钻，油气显示不理想。已部署的井位停止施工，当时部署的孔 9 井（即后来官 1 井的位置）如果继续钻探，王官屯油田就会提前 7 年发现。在当时孔店构造带勘探失利的情况下，地质人员对地震、钻探资料进行综合分析，发现位于黄骅坳陷中部、面积 100 多平方公里的北大港构造带，是一个极为有利的勘探地区。

根据这一发现，及时调整了勘探部署。集中力量，在天津北大港水库以东地区进行钻

探；同时抽调部分钻井队到北大港水库以西地区进行钻探。

港中地区的港5井是沧县隆起到歧口凹陷区域剖面中的一口剖面探井，处于"凹中隆"，由华北石油会战指挥部地质研究所设计，钻井3259队实施。该井地面海拔2.57米，四周为港水环绕，交通不便，钻前工程十分困难。1964年11月17日开钻，同年12月20日钻至井深2526.3米，钻遇下第三系沙河街组一段，发生强烈井喷，喷高7米，钻具受卡，利用卡于井中的钻杆裸眼完井，投入试油，日产原油19.74吨，天然气34000立方米。这是北大港构造带上的第一口工业油流井，也是北大港油田的发现井。为了解油层地质资料，以弥补港5井因卡钻而未取得资料之不足，在距港5井东150米处钻港7井，该井于1965年2月钻到下第三系沙河街组，2984.72米完钻。录井过程中见到良好的油气显示，据测井资料解释有油层14层厚16.4米。经15毫米油嘴测试，日产原油93.3吨，天然气16700立方米。

港西地区的港3井，于1964年11月21日开钻，1965年2月6日完钻，完钻井深2492.6米，井底地层为奥陶系。原是以奥陶系为目的层，但在钻探过程中却又发现上第三系油砂，上第三系油气层经电测解释有油层12层厚37.6米，气层10层34.2米，于同年3月用15毫米油嘴测试，于明化镇组日产原油89.7吨，天然气2万立方米。从而又发现了上第三系浅层油藏。由于埋藏浅，产量高，加之油层厚、油质好，进一步提高了港西浅层的含油评价。

继港5井、港3井获工业性油流之后，又部署了一批区域探井。1965年5月，位于港东地区的港14井于上第三系明化镇组获工业性油流。1965年11月，位于唐家河的港21井于馆陶组获工业性油流。1966年2月，港12井于东营组三段获得高产油流，日产原油203吨，天然气29846立方米。位于唐家河北部白水头鼻状构造的港20井，1965年10月完钻，井底地层为沙一段，完钻井深3288米，同年11月试油获得工业性油气流。位于港西凸起南侧六间房鼻状构造的港45井，1966年4月1日完钻，5月1日试油，于沙一段下部获得工业性油流。至此，证实北大港构造带是一个多含油层系的油气富集带，发现了北大港油田，奠定了大港油田的基础。

在钻探北大港构造带的同时，对南大港构造带也进行了钻探。位于王徐庄构造的歧3井，1966年1月28日开钻，4月3日完钻，据电测资料解释沙$_{2+3}$段有一个油层厚10米，经15毫米油嘴测试，日产油181吨，天然气215000立方米。这是南大港构造带上的第一口高产油气井，从而发现了王徐庄油田。同年在王徐庄构造翼部的歧5井，沙一段下部生物灰岩也获得高产，经6毫米油嘴测试，日产原油81.5吨，天然气11948立方米。

为了解南、北大港构造带之间的含油性，对歧北凹陷西坡进行了探索性钻探。1966年9月歧26井开钻，同年11月完钻，井底地层为中生界，完钻井深2794.74米，在录井中沙一段下部生物灰岩见良好油气显示，经测试获得工业性油流。歧26井的喷油为在凹陷中寻找非背斜油藏开创了先例。

区域勘探初期部署的穿越黄骅坳陷的横剖面探井中的孔5井，位于羊三木构造黄3井西南约800米处，1964年2月开始，同年5月完钻，经测试于馆陶组获工业性油流。为了探明羊三木构造的含油范围，于1964年6月布署羊1井，该井位于黄3井东南约1800米，同年9月完钻，经测试于馆陶组获工业性油流。至此，羊三木构造的馆陶组已有三口井（黄3、孔5、羊1井）获得工业性油流，探明了羊三木油田范围。

自1964年1月开展区域勘探以来，勘探指导思想明确，部署合理，组织严密，成果显著。在各种资料较少的情况下，采用地震、钻井并进，大剖面布井，一经突破，则集中力量

整体解剖的办法，同时取全各项资料为油田开发做好准备，历时3年，动用钻机63台，地震37队年，共完成地震测线长10186公里，钻井139口，进尺32万米，其中探井71口，进尺19.88万米，获工业性油流的探井37口，探井成功率52.1%，发现了羊三木、北大港、王徐庄油田和白水头（港20）、六间房（港45）、歧北（歧26）3个含油构造或含油断块。探明含油面积占1986年底总含油面积的44.9%，石油地质储量占总地质储量的28.1%。用较少的工作量在较短的时间内获得了显著的成果。1966年11月本油田的地质研究所编写的"滨海油区石油地质特征的几点认识及1967年勘探部署意见"一文中指出，用沥青法计算黄骅坳陷的生油量为89亿吨，石油远景地质储量8.9亿吨。进一步证明黄骅坳陷是渤海湾富含油气区之一，说明勘探重点地区的选择是正确的，所制定的勘探方针和战术原则是符合实际情况的（图2-2）。

为了做好勘探和开发的衔接工作，为油田开发提供资料，选择港东做为开发试验区，在试验区内组织万米取芯工作，集中力量在4个月内，19口井中取岩芯7284米，并于港205井首次采用油基泥浆长筒取芯，创造了在疏松地层中一次取芯长达145.42米的新纪录，取芯收获率100%，这是油田勘探历史上的一个创举，为储量计算和油田开发提供了扎实可靠的参数。

通过该阶段的勘探工作，对黄骅坳陷的石油地质背景和成油条件有了进一步的认识：

1）坳陷的发育是由断陷发展为坳陷，由分割发展到统一的过程。在此过程中，断裂活动由强到弱，火山活动由频繁到消失，地层倾角由大到小。

2）断裂是找油的主要矛盾。断裂分布具有成群成带的特征。断裂在成油过程中起着主导作用：断裂控制地层沉积与岩相变化，断裂控制圈闭分布及类型，断裂活动控制了油气聚集、失散及重新平衡。

3）沙河街组与馆陶—明化镇组的油气分布特征有明显的差异性。沙河街组的油气分布受生油凹陷所控制，而浅层油气分布皆与断开上第三系的断裂有关。上述两目的层油气分布的差别，反映了下第三系油藏与上第三系浅层油藏油气分布规律的差异性。

4）以羊三木为界，坳陷南北分区。表现在沉积分区明显，推测孔店组沉积时其沉降中心位于坳陷南区，沙河街组沉积时其沉降中心位于北区；沙河街组生储盖组合南北有异，北区沙河街组生油条件好，碎屑物质充裕，形成多套生储盖组合，而南区的沙河街组以泥质岩为主，生储盖组合较单一；南区背斜褶皱发育，以顶部缺失沙河街组的高隆起为主，北区的圈闭皆受断裂带所控制。

三、勘探开发南、北大港阶段（1967～1969年）

1966年以后，区域勘探工作减少了，主要集中力量选择北大港油田港东、港西开发区及王徐庄油田进行详探，取得各项资料，核实储量，编制开发方案，投入开发钻探，形成原油生产能力，向国家提供原油。

根据港东的地质特点，划分了开发层系，制定了开发设计方案。经反复论证，于1967年4月，按开发设计方案确定的第一套井网，开始在港东试验区内钻生产井，并进行油田地面建设。1968年5月，试验区的全部油田投产。同年9月24日，试验区生产的原油经输油管道输往天津周李庄火车站。大港油田的原油从此大量外运。大港油田的原油产量，由1966年的11.54万吨，增至1969年的49.7万吨。

开发试验区的一些油井，经过一段时间开采，出现油层压力下降、油井含水量上升等现象。针对这种情况，加强了油田注水工作，并采取了堵水、压裂等技术措施，取得良好效

果。港东开发试验区，从1966年3月开始勘探、开发和建设，到1969年底，仅两年多就形成年产原油70万吨的生产能力。

1968～1969年，连续两年无地震勘探工作量，主要是对北大港油田港东试验区投入开发。三年共打井225口，进尺44.87万米，其中探井25口，进尺6.97万米。

位于周清庄构造的歧24井，于1967年3月20日完钻，同年4月试油获工业性油气流，日产原油30吨，天然气4117立方米，生产目的层是沙$_{2+3}$段。发现了周清庄油田。并在其它已发现油田附近扩大了含油范围。

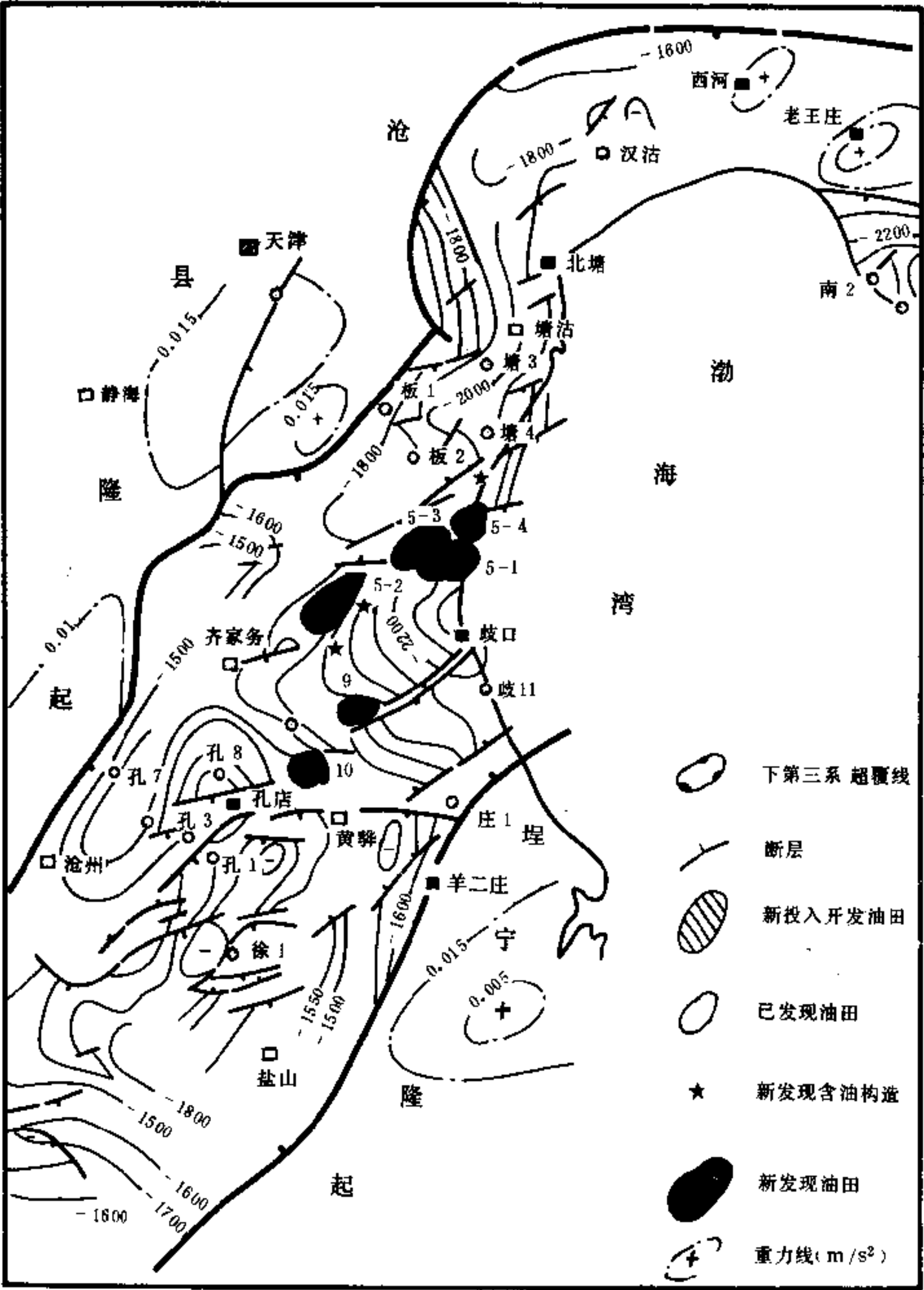


图2-2 黄骅坳陷1964～1966年勘探成果图

本阶段获工业性油流井 11 口，探井成功率 44%。因为钻探工作主要集中在南、北大港已发现的油田附近，所以勘探成效较高。

但是，这一阶段是 20 余年来勘探工作量最少的时期，因此也是油田勘探工作第一个低潮期（图 2–3）。

四、全面发展勘探阶段（1970～1975 年）

本阶段历时 6 年，是黄骅坳陷勘探工作的第二个高潮期。勘探工作大幅度增加，储量、

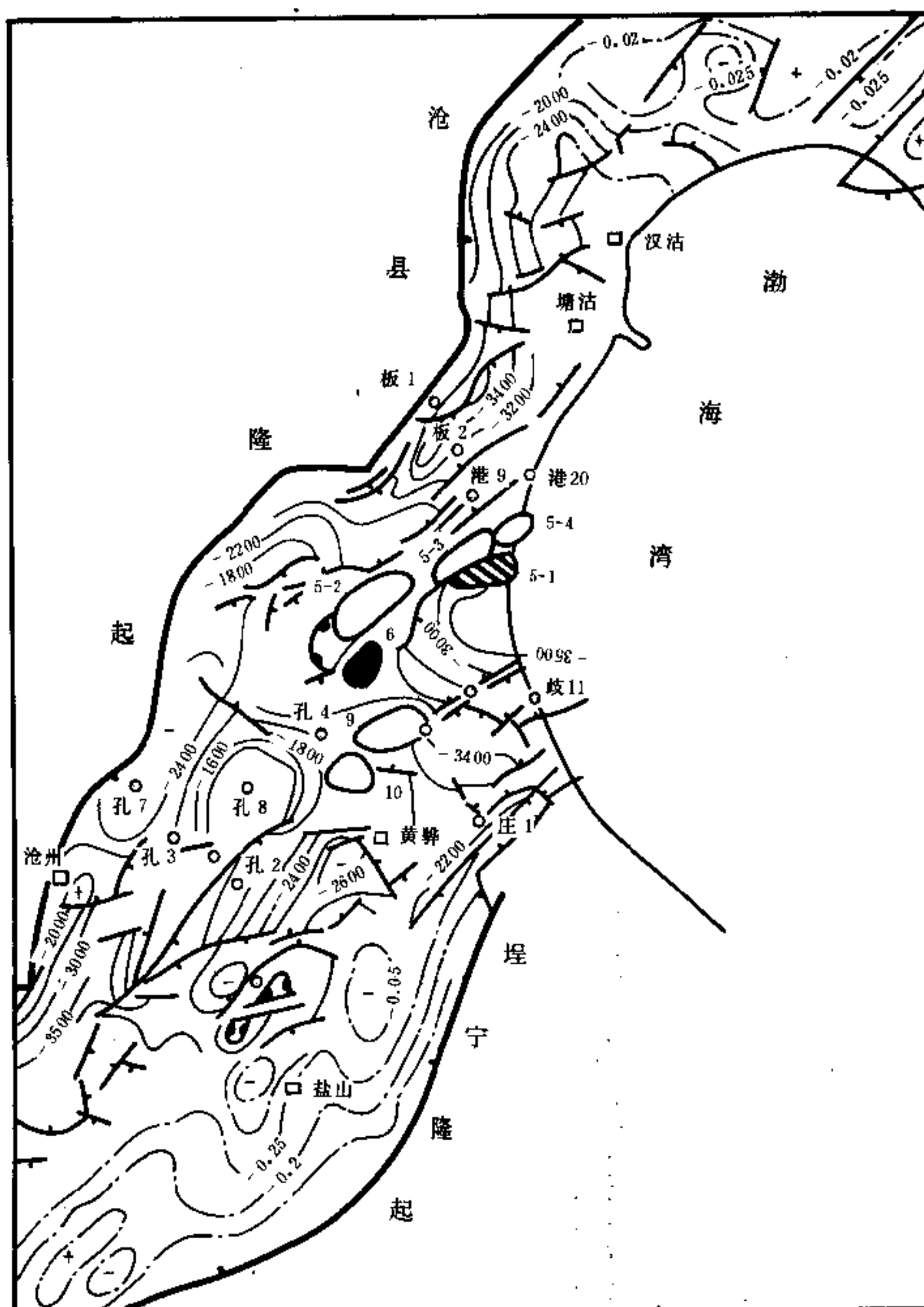


图 2–3 黄骅坳陷 1967～1969 年勘探成果图

图例同图 2–2

产量迅速增长，年产原油创历史最高纪录。1975 年生产原油达 450 万吨.

1970 年 8 月，大港油田党委召开扩大会议，召集技术人员总结 6 年来的勘探成果和经验教训，初步探索出断陷盆地油气分布特点和高产富集因素，并提出"着眼全区，甩开勘探，重点突破，各个歼灭"的勘探方针和"下凹陷，占低隆，上斜坡，找超覆，大断裂干两侧，复杂带找高产，生物灰岩跟踪追击"的战术原则。

黄骅坳陷南区在 1964 年曾进行过区域勘探，钻探了孔 1、孔 2、孔 3、孔 4、孔 8 等井，先后失利，误以为南区凸起大、凹陷小，红层厚，生油差，以致中断勘探达五六年之久。但是在着眼全区，甩开勘探的思想指导下，对南区进行了重新评价，又重上南区。1970 年 11 月沧州市构造沧 1 井在录井中于沙三段见到黄色含油玄武岩，占岩屑 60～95%，于孔店组见到石膏夹条带状油浸粉砂岩。次年 1 月根据气测异常于该井沙一段测试获得工业性气流，4 毫米油嘴日产气 16158 立方米。进一步证实了南部具有生油气条件。

1970 年 11 月灯 1 井完钻，原计划钻探灯 2 井，因灯 1 井油气显示不理想，故停止灯 2 井施工。当时通过地震勘探发现了王官屯构造，从地震剖面上已清楚看到其鼻状构造轮廓，为一位于孔店构造带南部倾没端，向东、西、南倾没明显的鼻状构造，面积 100 余平方公里。在王官屯构造顶部布署了官 1 井，该井于 1971 年 1 月 13 日开钻，同年 3 月 11 日完钻，因设计目的层沙一段未见显示，钻探该井的 32156 钻井队主动加深至孔店组，井深 2576.2 米。通过加深发现孔店组及沙三段良好的油气显示，据电测资料解释有油层 19 层厚 58.4 米，可能油层 21 层厚 25.4 米，同年 3 月用 10 毫米油嘴测试日产油 146 吨，天然气 4766 立方米。为了探明其含油面积，在同一构造上又部署了一批探井，其中官 2、官 3 井获得工业性油流。王官屯油田的发现揭开了孔店组找油的序幕，为发展南区勘探提供了依据。继王官屯油田发现之后，于 1971 年 11 月孔 17 井试油，孔一段枣Ⅱ油组日产原油 38.3 吨，发现了枣园油田。1972 年 9 月，又于孔店凸起上的孔 31 井馆陶组获工业性油流，发现了孔店油田。

与此同时，在坳陷中区发现了板桥、羊二庄油田。

位于板桥凹陷东侧的板桥构造，1964 年曾钻板 2 井仅见少量油气显示。9 年以后又重新评价，定板 3 井。该井于 1973 年 4 月 11 日开钻，同年 9 月 17 日完钻，12 月用 6 毫米油嘴测试，日产原油 108 吨，天然气 31191 立方米。

羊二庄构造上的庄 39 井，原设计目的层为下第三系。1974 年 1 月首先钻遇明化镇组油层，同年 3 月，又在庄 39 井西南 130 米处钻庄 26 井，该井在明化镇组获高产油流，日产原油 281 吨。两个月后庄 70 井又在馆陶组获日产原油 600 吨的高产。

本阶段的勘探范围遍及坳陷的中、南地区，以及海河以北的地区。共钻井 1351 口，进尺 290.68 万米，其中探井 449 口，占本阶段钻井口数的 33.23%，进尺 110.26 万米，占本阶段钻井进尺的 37.9%。陆续发现了王官屯、枣园、孔店、板桥、羊二庄等 5 个油田及沧市（沧 1 井），大中旺（旺 1 井），齐家务（旺 6 井），觉道庄（旺 11 井），沈青庄（沈 1 井），大张坨（板 52 井），塘沽（塘 10 井），南中段（歧 50 井），友谊（庄 5 井），扣村（扣 3 井），舍女寺（女 9 井），小集（官 28 井）等 12 个含油构造或断块。新增地质储量占 1986 年底累计探明储量的 29%。继 1968 年投入开发北大港油田港东开发区之后，本阶段又投入开发港西、港中、唐家河区和周清庄、王徐庄、羊三木、羊二庄、板桥、孔店、王官屯等油田。1975 年的原油产量达到 450 万吨，创造了大港油田原油年产量最高的历史纪录。到 1975 年底，12 年累计产油 1772 万吨（图 2–4）。

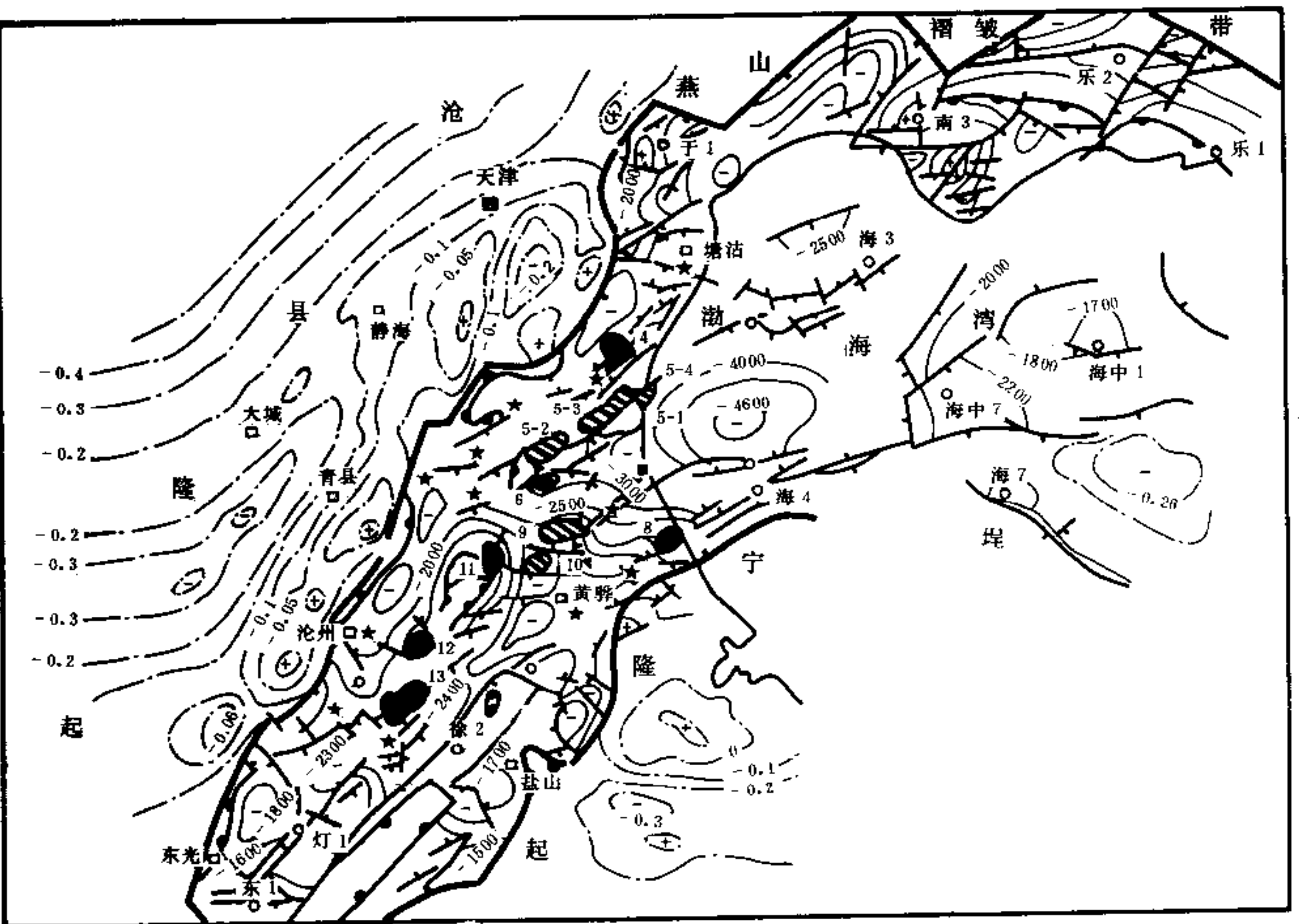


图 2-4 黄骅坳陷 1970～1975 年勘探成果图

图例同图 2-2

自 1964 年以来，到 1975 年为止，黄骅坳陷的大规模勘探工作经历了 12 个年头，特别是经过本阶段的工作，积累了大量的资料，对黄骅坳陷的石油地质特点以及油气分布规律有了进一步的认识，归纳起来有以下几点:

1）黄骅坳陷的区域地质受三种构造体系的控制。华北盆地是受华夏体系的太行山褶皱带、胶辽隆起，纬向构造体系的燕山褶皱带及旋扭构造体系的鲁西隆起所控制。黄骅坳陷位于华北盆地的北部，三种构造体系对区内构造的发生、发展都有不同程度的影响，致使黄骅坳陷与盆地内其它坳陷具有不同的构造特征。纬向构造体系在坳陷北部表现明显，向南减弱。新华夏构造体系在坳陷中南部表现突出，向北逐渐减弱。旋扭构造体系在埕子口凸起以北的海域有所影响。三种构造体系相互影响，使坳陷内构造分区成带，在坳陷中部的负向构造叠加，造成稳定下降，形成巨厚的生油岩系，奠定了坳陷内油气藏形成的物质基础。

2）黄骅坳陷是个多断裂活动、多含油层系、多聚油期、多油藏类型，以断块为主要特征的含油坳陷。多生油凹陷，控制了区域性的油气分布，继承性的生油凹陷控制了多含油层系，面临生油凹陷的同期构造与储盖条件的配合形成原生油气藏；古油藏的逸散，断裂通道及浅层圈闭三者有机配合，形成浅层次生油气藏；面临生油凹陷或为生油凹陷所包围的二级构造带就是油气聚集带；主断层两侧的圈闭可形成高产区，屋脊状断层的高断块可形成高产块，断块的高部位可形成高产点。厚油层、好物性、轻油质是高产的重要因素。

3）断块油气藏具有明显的分割性和差异性。伴随着多期断块活动，油气多期聚集，造成了断块油气藏分割性强、差异性大的明显特点。由于主断层控制沉积，断层两侧生、储、盖组合不同，因此主断层两侧含油目的层不同；同一构造，同一目的层不同断块油气水系统不同；同一构造同一目的层不同断块含油砂层组不同、油层厚度不同；断块油田明显的分割性和差异性，给勘探工作带来了一定的困难，因此要认识断块油田的复杂性，针对断块油藏的特点，采取有效的方法进行勘探。

4）黄骅坳陷的含油二级构造带具有多种油藏类型，和不同层系含油连片的特点。由于多期的断块活动，形成了多断、多凸、多凹的构造特征，以及受区域物源及坳陷内部局部物源的影响，形成了多种相区和交叉叠加的沉积特点。断裂作用不仅使油气关系复杂化，而且造成多种圈闭类型，因此二级构造带含油具有其特性，即从构造上看是多阶含油，从圈闭上看是多种油藏类型，从层位上看是不同层系含油连片。当时认为可划分出两种类型的二级构造带：一类为生油凹陷所包围的二级构造带，如北大港、南大港、板桥等，这种二级构造带不同层系含油连片的特点是整个二级构造带上含油，基本上是二级构造带面积有多大，其含油范围有多大；另一类则是面临生油凹陷的二级构造带，如羊二庄，其特点是靠近生油凹陷的下台阶含油连片。

5）系统对黄骅坳陷下第三系的砂体成因及其沉积环境进行了研究。1973 年 4 月石油化学工业部北京勘探开发规划院在北京召开了渤海湾地区科研协作会议，确定武汉地质学院渤海湾研究队与大港油田勘探开发研究院勘探研究室进行为期 3 年的科研协作，开展“黄骅坳陷下第三系砂体成因及沉积环境标志”的研究，该研究成果于 1977 年 5 月内部出版，简称“白皮书”。通过系统地对取芯资料的观察，从古生物、岩矿、岩性组合、粒度、沉积构造、接触关系、电性特征等几个方面作微相沉积层序的研究，认识在时间上沉积作用的发展规律。在平面上则运用大量电测曲线对比，同时尽量利用井壁取芯的分析资料，编制砂体等厚图，搞清砂体形态特征，平面分布延伸方向、范围大小、岩性剖面分区等，用以判断砂体沉积环境及砂体成因，为指导找油做了有意义的工作。通过研究明确了黄骅坳陷下第三系主要

具有三种沉积环境，即：典型的三角洲沉积环境，以港东—唐家河地区的东三段沉积为代表；近岸沉积环境，其中包括在盆地中经过再加工堆积在沿岸附近的沙滩、沙坝等，如长芦—板桥一带沙一段下部板桥油组砂体及沙三段上部沿岸堆积的各类沙滩、沙坝，和黄骅坳陷南部广大地区的沙一段下部生物—鲕滩的沉积环境，以及沙三段上部沉积时，南大港王徐庄地区的堡坝—泻湖沉积环境；浊流沉积环境，如黄骅坳陷沙三段在剖面上的特征为一套泥岩中夹一组粗细混杂结构的砂、泥互层段。此外通过细致对比，认识到沙一段下部生物灰岩的沉积方式具有"组超层变"的特点，按古地理概貌、岩相、岩性特征可分为碎屑灰岩、螺鲕灰岩、生物碎屑鲕状灰岩、泥晶灰岩等四种相带，以中间两个相带最有利于油气聚集。

6）通过对流体性质的研究，对黄骅坳陷油、气、水性质和油气运移的方式有了一定的认识。

黄骅坳陷的油、气、水性质具有南北分异的特点，表现在南区原油具有高密度、高粘度、高凝固点、高胶质加沥青质、高含蜡等五高的特点，而北区则恰恰相反。天然气性质北部具有高相对密度、高重烃甲烷比值、低甲烷含量的"两高一低"的特点，而南部则相反，为"两低一高"。地层水的变质程度南重北轻，表现为南部地层水以具有高矿化度、低钠氯比值、低重碳酸根含量的"一高两低"的氯化钙型水为主，而北部相反，是以"一低两高"的重碳酸钠型水为主。

黄骅坳陷油气运移的基本方式有三：一是中距离沿层侧向运移形成下第三系原生油藏，如北大港、南大港等油田，这种运移过程主要受生油凹陷的控制，运移指向生油凹陷周边，其运移距离估计 10 公里以上；再是短距离沿断裂通道的运移，形成浅层油藏，如港东、港西上第三系油藏的形成；第三种即长距离沿层间或不整合面的侧向运移，如孔店北坡馆陶组油田的形成，这种运移的距离可达 30 公里。

上述认识对黄骅坳陷的勘探工作起了重要的作用。有的认识被实践所验证，同时又不断丰富、不断完善，有效地指导了勘探工作。

此外，于 1969 年 8 月 28 日开钻的黄骅坳陷内第一口超深井——新港 57 井于 1971 年 9 月完钻。完钻井深 5127 米，该井位于港东油田二区，是目前黄骅坳陷内最深的一口探井，它对歧口凹陷沙河街组的生油条件、对大港油田深层的含油性提供了重要的依据，对于寻找深部油气具有指导意义。

在全面发展黄骅坳陷石油勘探的同时，对冀中地区和渤海海域继续进行勘探。该两区的石油勘探始于 60 年代初期，一直到 70 年代中期，大港油田始终坚持对其进行甩开钻探。1975 年 7 月位于任丘背斜构造带的任 4 井于井深 3200.64 米完钻后，用原钻机试油，在中元古界蓟县系雾迷山组碳酸盐岩中获得百吨级的高产，后经作业措施日产原油达 1014 吨。俟后，任 6 井完钻于同年 12 月 23 日，26 日试油，套管双翼放喷日产原油 1663.0 吨。这两口井的相继喷油，打开了在老地层中找油的新局面、开辟了碳酸盐岩找油的新领域，发现了任丘大油田，使石油勘探出现了新的大好形势。石油工业部组织了华北石油会战。大港油田抽调从生产到科研，从基层到机关的主力人员奔赴冀中参加会战，为任丘油田的开发建设奠定了基础。渤海海域的石油勘探，从无到有，白手起家，逐渐形成我国在近海海域进行石油勘探的主要战场。大港油田始终把它作为石油勘探的一个重要方面，不断增加人力，配备设备，使海洋的石油勘探和建设不断发展起来。到 1975 年底，先后共打井 55 口原油年生产量 64035 吨。为进一步勘探开发近海石油资源做了大量的准备工作。

五、钻探潜山，评价深层❶阶段（1976～1978年）

本阶段的主要特点是支援新区，集中力量钻探北大港深层，打开了深层勘探的新局面。

1975年任丘油田发现之后，石油工业部为了早日拿下大油田及时组织了很大的力量投入冀中石油勘探，从大港油田抽调了大部分勘探队伍支援冀中勘探，如黄骅坳陷的钻机在1975年为68台，到1976年减少为22台，因此勘探工作量大幅度减少。3年时间共打井245口，进尺61.26万米，其中探井53口，进尺15.2万米（不包括黄骅坳陷周边探井津3、4、增3、4、11、12、13等7口井）。发现了马西深层油藏和南13井、庄43井两个含油断块（图2-5）。

任丘碳酸盐岩潜山高产大油田的发现对于石油勘探人员具有较大的吸引力，为此，虽然在钻探力量大幅度减少的情况下，仍然动用了较大的勘探力量，在黄骅坳陷开展了古潜山的勘探，先后在9个潜山带上打石灰岩潜山探井29口，占本阶段完钻探井口数的48.3%，进尺8.4417万米，占本阶段探井进尺的51%。但其结果只有北大港潜山带上的太4井和柏各庄潜山带上的南13井获得工业性油流，而且这两口井出油时间短暂，很快被水淹，其余探井全部落空，探井成功率仅6.9%。三年时间未增加石油地质储量。但石灰岩潜山油藏必竟是每个石油勘探人员都希望早日找到的高产油田，因此在黄骅坳陷仍然要继续解放思想，加强潜山油藏的研究，力争早日有所突破。

本阶段在分层资源预测的基础上，提出北大港深层勘探设计，在实施过程中见到了可喜的效果——马西深层获高产，从而打开了黄骅坳陷深层勘探的新局面。

根据石油工业部1977年6月26日所提出的"两三年内全面开发北大港，要搞一个全面的、正规的开发方案"的要求，在石油工业部北京石油勘探开发规划院的具体指导和帮助下，大港油田地质人员认真地分析研究各项地质资料，总结了北大港构造带沙河街组油气藏的地质特征和油气富集规律：主断层两侧的圈闭是油气富集带；构造高点、屋脊断层两侧和有利断块的高部位是油气富集的主要位置；构造带东北部，紧邻生油凹陷的局部构造是天然气富集的场所；稳定泥岩盖层以下第一个砂层组一般是主力油层。通过对沙河街组3套油层，12个油层组分层进行油气资源预测，于1978年2月编写了"北大港构造带沙河街组油气资源预测及勘探部署"。

基于上述的认识和资源预测的结果，经过反复讨论，最后在北大港构造带南北两翼共布署了13条钻井剖面和77口估价井，简称"1377"工程。位于南翼马西深层构造的第一批探井中的港深13井，于1978年1月12日开钻，同年8月28日完井，全井共解释油层80余米，经11毫米油嘴测试，日产原油211.6吨，天然气12万立方米，为勘探深层提供了有力的依据。

本阶段在对深层资源评价的同时提出了"古湖湾就是一个含油体"的认识：黄骅坳陷西南端狭窄，中北部开阔，与现今渤海相连，是一个近海的陆相湖盆。下第三系沉积时湖盆多凸多凹，湖岸蜿蜒曲折。形成若干古湖湾，如中部地区有板桥、歧北、歧南三个古湖湾，北部有南堡和北塘等古湖湾，古湖湾一般位于两个二级构造带之间，多以北东向主断层为界。因为古湖湾既有利于生油体沉积，又为滨湖环境的沿岸沉积体系和湖盆内部的堡坝或河口外坝发育区，形成多种类型的储集体，加之有成排成带的局部构造与砂体的有利配合，构成多种类型的圈闭空间，因而使古湖湾整体含油，这是黄骅坳陷一个显著的石油地质特征。

---

❶指埋深为4000米以上的油层。

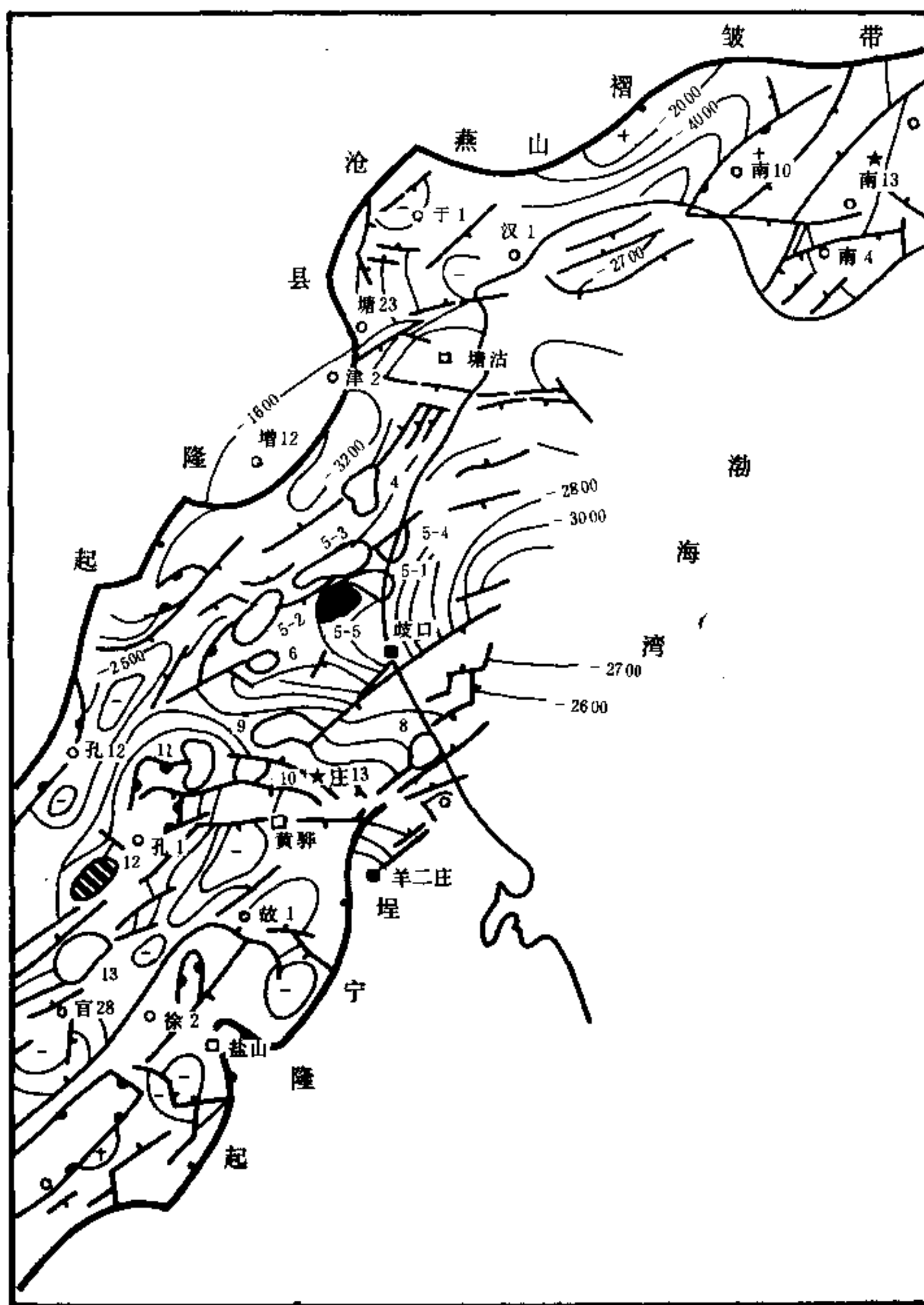


图 2–5　黄骅坳陷 1976～1978 年勘探成果图

图例同图 2–2

六、展开复式油气藏勘探阶段（1979～1986 年）

全阶段打井 1537 口，进尺 406.28 万米，其中探井 422 口，进尺 137.57 万米。新增地质储量占 1986 年累计探明储量的 49.8%。这 8 年的勘探工作进展很快，而且继续向好的方

向发展。

本阶段突破了南堡凹陷找油关。1964年曾钻探南1和南2井，井壁取芯及录井均见到油斑砂岩及油气显示，但因地下构造不清和地表条件复杂，长期中断勘探。经地震勘探发现了高尚堡、柳赞、老爷庙、北堡等构造。1979年2月17日，位于高尚堡构造的南27井开钻。设计井深4100米，目的层为下第三系及古生界。根据沙三段所见油气显示，为了尽快了解新区含油气情况，打开勘探局面，决定于当年8月7日完钻，井深3341.64米。经试油获工业性油流，日产原油28.5吨。该井为高尚堡油田首获工业性油流井。随即于1979年底在该构造上钻高1、高2和高5井，试油结果高2井沙三段日产原油77.1吨；高5井日产原油38.8吨；高1井获低产油流。

在发现高尚堡油田的同时，位于柳赞构造的柳1井于1979年12月28日开钻，位于北堡构造的北2井于1980年3月16日开钻。经试油柳1井日产原油24.2吨，北2井压裂后，6毫米油嘴日产原油20.4吨，产气27953立方米。这两口井都是其所在构造的第一口工业性油流井。

黄骅坳陷的中、南部地区也有较大的发展和新发现。

长芦断鼻的板深51井，井位已定数年，但因其位于盐田、卤池之间，迟迟未能施工。于1984年4月15日开钻，同年9月16日完钻，在井深4047米处沙三段中见油层，经试油获工业性油流，8毫米油嘴日产油29.8吨。为今后勘探长芦地区提供了依据。

根据地震资料解释出的大港区老马棚口东南1.7公里处的砂岩体，是寻找非背斜油藏的有利场所。经过多次论证，1985年3月20日，位于该砂体上的港深32井开钻，同年8月1日完钻，井底层位是沙一段。在东营组见荧光显示，沙一段见油斑砂岩，完钻井深4222.32米，试油射开沙一段，于4151.0～4163.0米井段，压裂后5毫米油嘴日产原油73.6吨，天然气21647立方米。从而使位于歧口凹陷向斜部位的孤立砂体获得了工业性油流。

在坳陷南部，利用地震地层学的研究成果于段六拨鼻状构造上拟定的官66井，首次获高产油流。官66井位于河北省南皮县段六拨乡肖九拨村西1公里处，1983年1月9日开钻，同年5月9日完井。孔一段枣Ⅱ、Ⅲ油组于3299～3490.2米井段，共有油层7层，厚度46.2米，试油用10毫米油嘴，日产原油63.27吨，天然气2636立方米，发现了段六拨油田。在南区，又发现了前第三系油层。位于沧县风化店东偏北3公里处的枣55井，设计井深3200米，目的层为孔店组，1986年5月26日开钻，于井深2965米钻穿孔3段进入中生界安山岩，遇到良好的油气显示，于3021.89米完钻，揭露安山岩56.89米。裸眼测试，套管8毫米，日产原油256吨。第一次发现中生界火山岩油藏，现已探明一定储量并投入开发。

本阶段于黄骅坳陷北、中、南区共发现高尚堡、柳赞、北堡、齐家务、段六拨等5个油田，和老爷庙、柏各庄、柏各庄南、长芦、港深32井孤立砂体、张巨河、友谊、埕北斜坡、歧南凹陷南坡、叶三拨、风化店、乌马营等12个含油构造（图2–6）。

原油产量也结束了徘徊在280～290万吨的阶段。1984年年产原油317.5万吨。1987年原油产量达到417万吨。探明储量有了明显的增长。形成这种好形势的主要原因是把勘探工作放到了主要位置，并且重视勘探工作。黄骅坳陷的石油勘探已经历了20余年，积累了大量地质、地球物理资料。通过对大量资料的分析总结，对黄骅坳陷的石油地质特征和油气富集规律有了更进一步的认识和提高，使勘探工作进入到以复式油气藏为对象的阶段（图2–7、2–8）。

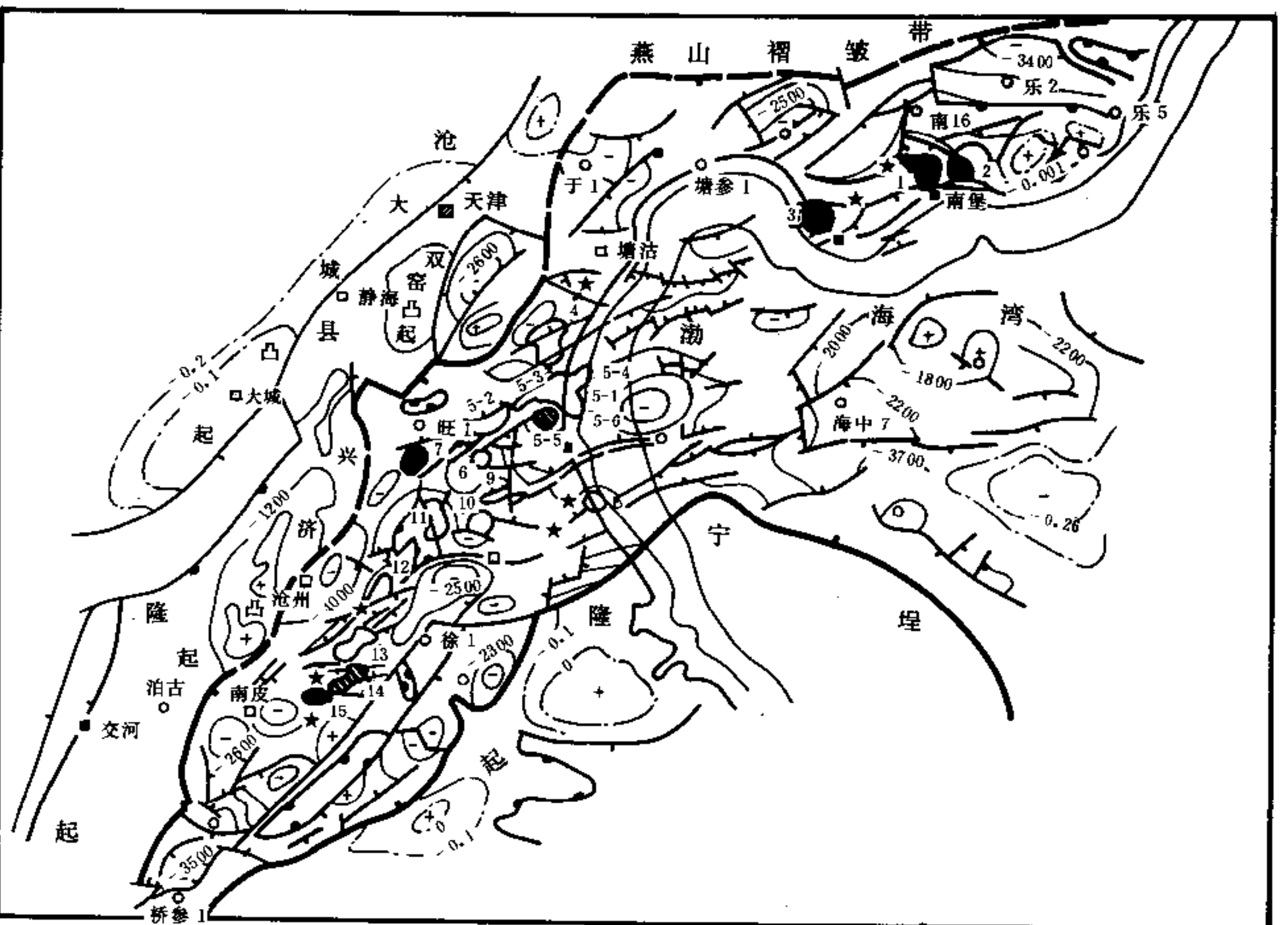


图 2-6　黄骅坳陷 1979～1986 年勘探成果图

图例同图 2-2

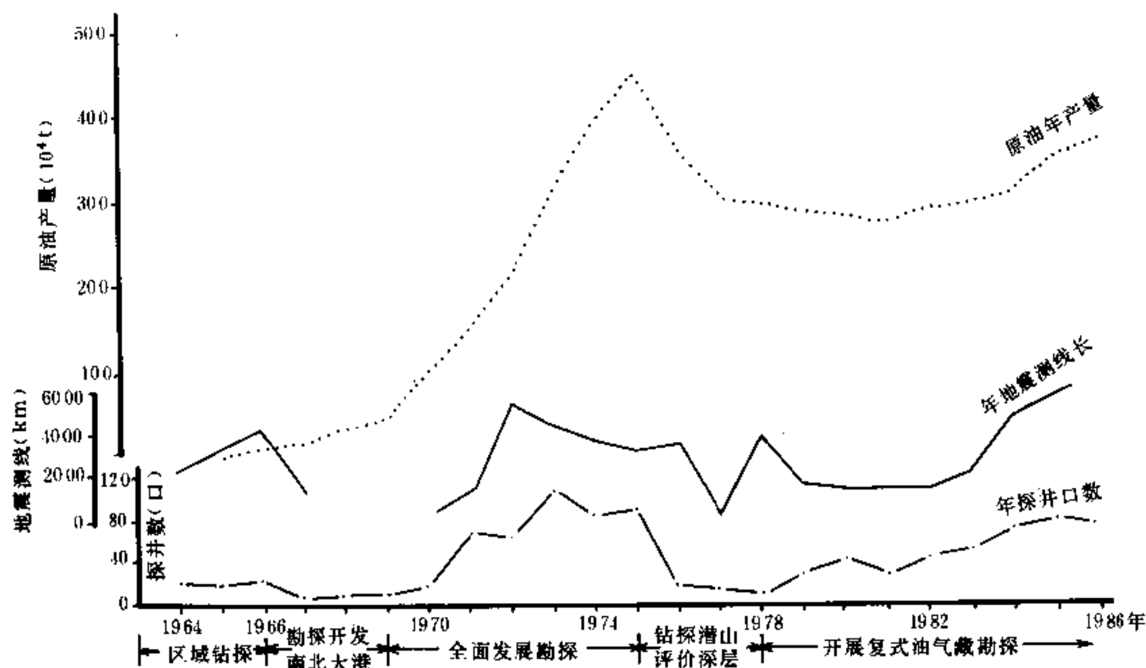


图 2-7　大港油田勘探曲线

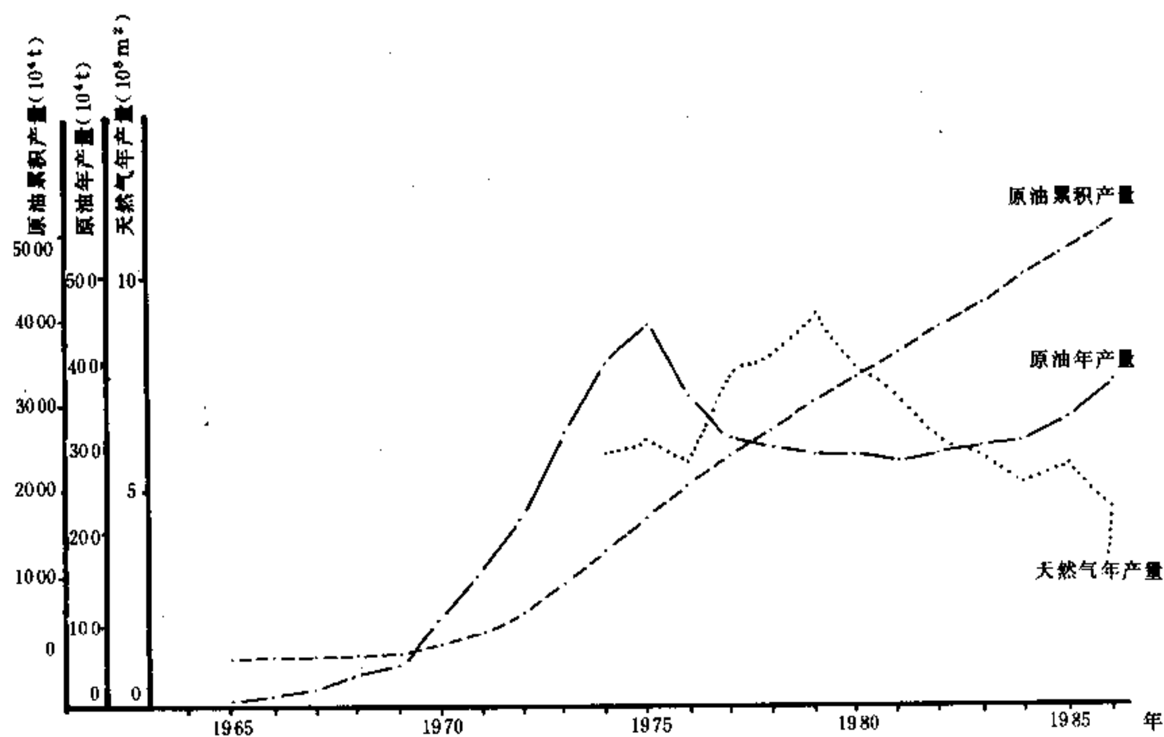


图 2-8　大港油田原油及天然气产量曲线

本阶段的地质认识归纳起来有以下几点：

1.总结出断陷盆地复式油气藏聚集的含油规律

通过对北大港构造带含油特点的分析，1978年总结出断陷盆地复式油气藏聚集的含油规律。经过几年的勘探实践，于1984年以后认识到：复式油气藏聚集受生油凹陷控制。不是在生油凹陷的某个特定部位才有油气聚集，而是在其各个部位、各个层系、甚至凹陷中心都有油气聚集。这一概念符合勘探初期制定的"占凸起，打凹陷，追倾没，狠抓斜坡与隆起，解剖断、挠、尖、超、深、浅、纵横齐下手"的战术方针。对解放思想，发展大港油田的勘探工作有指导意义。

2.油气运移期的确定对上第三系油气藏的成因提出了新看法

以往认为只要有机质丰富的暗色泥岩都是良好的生油岩。但是随着一些新概念如"成熟度"、"液态窗"等的引进和油气"晚期生成"说的建立，认识到石油的生成要有一定的深度。有机质向油气转化，不但需要一定的压力，尤其需要一定的温度，丰富的有机质能否转变为油气与埋深有着密切的关系。黄骅坳陷第三纪长期下沉，有巨厚的生油岩，有机质丰富，是形成油气的物质基础，根据有机质演化特征，将其划分为未成熟、成熟、高成熟和过成熟四个带。埋深在2400米以上为未成熟阶段，在2400米以下虽然开始生成油气，但因成熟度低，转化性能差，埋深在3000米以下为油气的主要生成阶段。生成的大量油气能否运移出来与生油层在受压条件下排液能力强弱有关。根据大港地区的泥岩压实与埋深关系资料的分析，黄骅坳陷的油气初次大规模运移是在埋深2600～3400米范围内进行的，以此认识结合区域构造运动、油藏形成期的分析资料，将黄骅坳陷划分为沙三、东营、明下等三个油气运移聚集期。通过油气运移期的确定对上第三系油气藏的成因提出了新看法。即上第三系油气藏的形成并未经过下第三系古油气藏的破坏再次运移聚集，而是从下第三系生油层中一次运移形成的。这种认识比较圆满的回答了一些上第三系油气藏缺少下第三系古油气藏的现象，如孔店、羊三木油田。对今后寻找上第三系油气藏有着重要指导意义。

3.初步确定了黄骅坳陷的形成时间

黄骅坳陷一直被认为是中新生代形成的。但通过这一阶段的工作，对盆地形成演化做了分析，初步认为黄骅坳陷是新生代形成的。1980年大港油田地质勘探开发研究院编写的"黄骅断块盆地的形成与演化"一文中列出其依据有以下五点：

1）沧县隆起与沧东断裂发生于始新世，上升盘缺失下第三系。相反，在沧东断裂下降盘不仅有厚约7000米的下第三系连续沉积，而且是大面积连片分布，明显地受沧东大断裂所控制。渐新世为坳陷发展兴旺时期，在个别地段水域可能超越盆地边界，在相对低凹部位接受了少量的渐新统沉积，如南皮凹陷西侧的沧县隆起上馆陶组和中生界之间有100～200米的沙河街组，小韩庄西侧的白塘口凹陷内有数百米的东营组分布。

2）中生界上侏罗统—白垩系的分布与现今划定坳陷与隆起界限无关。从跨越隆起和盆地界限的地震剖面可以说明，中生界不仅分布在坳陷内，也分布在隆起上，且厚度无变化。坳陷内的中生界不受断裂控制，而是受沉积前古地貌制约，自沉积中心向四周逐渐变薄缺失。

3）下第三系的分布受边界断层控制，沉降中心自南而北随时间而转移。始新世孔二段和孔三段沉积时期，沧东断裂在盆地南部尤其是沧市—南皮一带活动强烈，孔一段沉积时期断裂活动向北扩张，沉积范围相应增大，到渐新世时期断裂活动在南区衰退，中区和北区加强。

4）盆地内的主要构造带发育时间是新生代。如徐—黑断裂构造带形成于孔二、三期，孔店构造带形成于孔一期，北大港构造带形成于沙三期，南大港构造带形成于沙二期，板桥构造带形成于沙一至东营期。表明盆地在中生代是统一的整体，从新生代始新世开始自南而北解体。

5）盆地内主要断裂都是背着隆起或凸起向坳陷或凹陷下滑的正断层，控制坳陷和凹陷的发展，其主要活动时间是新生代。

4.地震地层学应用于石油勘探初见成效

1979年9月石油工业部在扬州召开了地质、地球物理勘探会议，会上确定在全国开展地震地层学的研究工作，大港油田根据会议精神，结合本油田的资料情况，先后选择歧北凹陷和南皮凹陷，做为地震地层学研究的重点地区。从1980年开始应用老资料配合部分特殊处理开展地震地层学研究，发现了歧北孤立砂体，并以该砂体为目的层部署了港深51井，这是大港油田以地震地层学为依据的第一口深探井。该井于1981年5月完钻，完钻层位沙二段，完钻井深3990米，试油获低产油流。以上事实说明目前应用这种方法寻找一定厚度的砂体是较有把握的。南皮凹陷西南毗邻地带，经地震地层学分析之后，在沿倾向地震剖面上发现清楚的中—强振幅前积下超反射结构—顺断槽分布的走向河道砂，由油田区向南一直延伸到小集断层而突然终止。并有同沉积断鼻伴生。检测各类资料及剩余速度为负值，均指示油气可能存在。根据这些资料的分析确定了官66井，该井于1983年完钻，钻遇油层厚度达50米，测试后获工业性油流。本区地震地层学的研究仅仅是个开始，应继续深入、加强研究工作，推广其经验，在今后的石油勘探中，特别是寻找非背斜油气藏方面，将会起到更大的作用。

5.重视新凹陷、新领域的勘探和研究工作

过去十余年勘探的重点地区都是在坳陷的中、南部地区，所发现的油、气田及各含油构造也都集中在中、南部地区，对北部地区只做过很少勘探工作。但是本阶段以来，积极开展新区新凹陷的勘探工作，特别是对南堡凹陷的勘探取得了显著的效果，先后发现了高尚堡、北堡、柳赞油田和老爷庙等含油构造。将成为接替中、南区的新的石油产地。

天然气的勘探和研究，在过去是一个薄弱环节，近几年来通过对黄骅坳陷有机质演化阶段研究，认为黄骅坳陷具有从未成熟、成熟、高成熟到过成熟演化完整系列，因此具有各种类型的生成物。从液态烃的角度来看既有轻质油、中质油，也有重质油，而从气态烃的角度来看，既有生物甲烷气、也有原油伴生气，凝析气和湿气。煤成气系指与煤系地层有关的母质经过热裂解而生成的气体，是过成熟阶段的产物，以甲烷气为主的干气。石炭—二叠系发育普遍，煤层厚度大，从黄骅坳陷的地质发展史来看，新生代以来长期稳定下沉，具备二次生气的地质条件。虽然对这些新领域的勘探刚刚开始，但是这些研究工作和新的认识对以后的勘探工作将有重要意义。

石灰岩古潜山油藏是一种吸引力很大的勘探目标。大港油田在勘探潜山方面曾经几上几下，自1976年一度中断了对古潜山油藏的研究工作，1983年又恢复了对古潜山油藏的继续研究。近几年来古生界石灰岩古潜山勘探虽然没有突破性的进展，而中生界火山岩、砂岩潜山油藏却都见到了工业性油气流。

第三章　地层和第三系沉积环境

第一节　地　　层

黄骅坳陷的基岩是太古界及下元古界变质岩，其上覆盖了华北地台型的沉积盖层，总厚达14000米，包括中上元古界、古生界、中生界、新生界。第三系为主要生、储油气层系，厚度7000余米。

一、中上元古界

截至1985年底，钻达中上元古界的探井18口，分布于黄骅坳陷的北、中、南地区及其外围的沧县隆起和埕宁隆起上（表3–1）。其中增3井揭露厚度最大，达1065米。

1.长城系

缺失下统串岭沟组及大红峪组。据震4井资料高于庄组厚度大于432米。岩性以黑灰色、灰褐色硅质白云岩，燧石条带硅质白云岩为主，夹薄层棕黄色、灰绿色泥质白云岩及泥岩。

2.蓟县系

厚0～1057米，缺失上统洪水庄组和铁岭组。

杨庄组厚1～155米，下部为灰白色、棕红色泥质白云岩及泥质粉砂岩；中部为褐灰色、棕红色白云岩及泥质白云岩；上部为浅灰色白云岩夹薄层棕红色泥质粉砂岩。与长城系高于庄组呈假整合接触。

雾迷山组厚达1000多米，上部遭受剥蚀。全组以灰白色硅质白云岩为主，具深灰色燧石条带和结核。硅质白云岩中含藻类，呈叠层藻硅质白云岩。

3.青白口系

厚0～120米。

下马岭组无沉积，龙山组在大范围内分布。底部为灰白色含砾砂岩；中部为灰绿色粉砂质泥岩夹灰紫色泥岩；上部为浅灰绿色海绿石石英砂岩和暗紫红色页岩。

景儿峪组，据孔71井资料，厚91米。下部为灰色，灰紫色泥页岩及灰绿色石灰岩；上部为紫红、暗紫红色含泥灰岩及薄层浅灰色白云质灰岩。属海退期的潮间沉积。

二、下古生界

区内分布广泛，层序完整。据津4井剖面，总厚1238米。

1.寒武系

府君山组，为广泛海侵期沉积。下部为深灰色含泥灰岩，灰紫色页岩；中部为灰褐色白云质砂岩；上部为深灰色含泥灰岩夹薄层泥页岩。见三叶虫、棘皮碎片和海绵骨针等化石。厚0～80米。

馒头组、毛庄组、徐庄组，总厚约300米，是一套红色粘土岩夹薄层石灰岩，藻类繁盛，石灰岩中见膏盐假晶。应属于旱气候条件下的潮间带沉积。

张夏组，厚150米，以灰色、深灰色、褐灰色鲕粒灰岩为主，夹薄层绿灰、深灰色泥灰岩及泥岩。

崮山组、长山组、凤山组，厚250米，下部为深灰色泥岩和灰色石灰岩互层；中部以深灰色、灰褐色竹叶状灰岩为主；上部以灰褐色、绿灰色石灰岩为主，夹褐灰色海绿石白云岩、浅灰色白云质灰岩、深灰色泥岩薄层。

2.奥陶系

总厚400～950米。

冶里组，下部为灰褐色白云质灰岩及深灰色含泥灰岩、竹叶状灰岩；中部为灰色泥质灰岩夹薄层泥岩；上部为灰褐色石灰岩夹灰白色薄层白云岩。生物化石有腕足类、三叶虫、棘皮、藻类等碎屑。厚30～70米。

亮甲山组，底部为深灰色泥岩、含泥灰岩夹灰褐色白云质灰岩；中部为灰色、深灰色白云岩、纹层状膏云岩及灰褐色白云质灰岩夹深灰色泥岩薄层；顶部为灰色、深灰色含泥白云岩及泥质灰岩。厚100～170米。

下马家沟组，以灰色、灰褐色石灰岩为主，夹灰色、灰褐色白云岩和白云质灰岩及深灰色泥岩。厚150～210米。

上马家沟组，下部以浅灰、灰褐色石灰岩为主夹薄层深灰色、浅灰色泥岩及含泥白云岩。港59井剖面夹薄层石膏；中部为灰褐色、褐色、黄褐色厚层石灰岩夹薄层深灰色、黄褐色泥质条带灰岩；上部以浅灰、灰褐色石灰岩为主，夹薄层浅灰色白云质灰岩。厚120～287米。

峰峰组，下部为灰褐色、褐灰色石灰岩，夹薄层褐灰色泥灰岩及深灰色薄层泥岩以及白云质灰岩；上部为灰褐色、深灰色、浅灰色石灰岩，夹薄层棕黄色泥岩及灰褐色泥质条带灰岩。厚0～210米（图3-1）。

中奥陶世末，本区上升遭受剥蚀，直到中石炭世发生海侵，沉积了浅滨海相的砂、泥岩夹石灰岩。

三、上古生界

至1986年底，本区钻遇上古生界石炭-二叠系的探井计有65口，分布全区。南部地区总厚度达1300余米；中部变薄，至北部涧河一带又有加厚趋势（图3-2）。

1.石炭系

包括本溪组和太原组。

本溪组和太原组最大残余厚度255米（太4井）。主要岩性为煤层，暗色泥岩、碳质泥岩和少量石灰岩。本溪组底部有厚10～30米的铝土岩，和下古生界呈假整合接触。顶部以石灰岩与太原组分界。

2.二叠系

自下而上有山西、下石盒子、上石盒子和石千峰组，最厚可达1082米（徐1井）。与石炭系呈整合接触。

山西组，厚179米，为灰、深灰色泥岩，砂质泥岩，碳质泥岩与灰白色中细砂岩及煤层呈间互层。底部以块状中粗砂岩与太原组分界，为连续沉积。

石盒子组，下石盒子组厚268米，上石盒子组厚318米。为灰绿色砂质泥岩，灰色泥岩及黄绿色砂砾岩互层。个别剖面夹煤线，岩性较粗，厚10～20米的砂砾岩和泥岩层出现较多。上、下石盒子组与山西组均以块状砾状砂岩分界。下石盒子组出现个别紫红色泥岩，上石盒子组紫红色泥岩出现较多。

石千峰组，为紫红、暗紫红色块状泥岩与灰绿、灰紫及灰白色粉细砂岩互层。厚度较

大，本区南部近千米。

地层剖面层位的划分，主要依据孢粉化石组合。上古生界孢粉化石主要有两大组合，① *Cyclogranisporites*（圆形粒面孢属）—*Leiotriletes*（光面三缝孢属）—*Laevigatosporites*（光面单缝孢属）组合；② *Laevigatosporites*（光面单缝孢属）高含量组合。前者为石炭—二叠系，后者为二叠系。组的划分与确定主要依据剖面组成与区域对比关系。

地层				组代号	剖面	厚度（m）	岩性简述
界	系	统	组				
下古生界	奥陶系	中统	峰峰组	O_2f		0~210	灰褐色石灰岩夹泥岩、泥灰岩、石膏层
			上马家沟组	O_2s		120~287	上部灰褐色石灰岩夹泥质灰岩、中部为石灰岩，底部为白云岩夹泥灰岩
			下马家沟组	O_2x		150~210	上部灰褐色石灰岩，夹白云岩，中部白云岩，底部泥白云岩夹泥灰岩
		下统	亮甲山组	O_1l		106~170	上部白云岩，下部石灰岩夹泥质灰岩
			冶里组	O_1y		30~70	灰色石灰岩为主，下部白云质灰岩含泥质
	寒武系	上统	长山组 崮山组	$\epsilon_3 c$ (f, s)		140~250	上部石灰岩、白云岩、泥灰岩，下部泥岩，竹叶状灰岩
		中统	张夏组	$\epsilon_2 z$		110~200	上部石灰岩含泥质，下部鲕粒灰岩为主夹页岩
			徐庄组	$\epsilon_2 x$		40~150	泥灰岩、页岩为主，夹鲕粒灰岩
		下统	毛庄组	$\epsilon_1 mz$		10~50	石灰岩夹泥页岩
			馒头组	$\epsilon_1 m$		20~80	顶部石灰岩，其下泥灰岩、页岩
			府君山组	$\epsilon_1 f$		0~80	上部白云岩、泥质白云岩、中下部石灰岩为主
上元古界	青白口系	上统	景儿峪组	Qnj		0~120	紫红、灰绿色泥灰岩，下部白云质灰岩
			龙山组	Qnc		0~60	石英砂岩、海绿石砂岩夹页岩
		下统	下马岭组	Qnx	缺		
中元古界	蓟县系	上统	铁岭组	Jxt	缺		
			洪水庄组	Jxh	缺		
		下统	雾迷山组	Jxw		0~1057	主要为一套含燧石条带结核的白云岩，硅质白云岩，中下部夹泥质白云岩
			杨庄组	Jxy		1~155	灰白色白云岩，泥质白云岩
	长城系		高于庄组	Chg		0~500	黑灰色、褐灰色硅质白云岩，燧石条带硅质白云岩为主，夹薄层棕黄色、灰绿色泥质白云岩及泥岩
			大红峪组	Chd	缺		
			串岭沟组	Chch	缺		

图 3-1　黄骅坳陷中上元古界—下古生界地层柱状图

地层			代号	剖面	厚度（m）	岩性描述
界	系	统（组）				
上古生界	二叠系	石千峰	P_2s		700	大段暗紫红色泥岩、砂质泥岩夹浅灰、绿灰色薄至中厚层砂岩、粉细砂岩。局部夹薄层基性侵入、喷出岩
		上石盒子	P_2sh		318	紫红、紫灰色泥岩与灰绿、灰紫色砂岩、含砾砂岩互层
		下石盒子	P_1x		268	灰紫、紫灰色泥岩与灰白色砂砾岩互层，局部夹碳质泥岩
		山西	P_1s		179	灰色泥岩、碳质泥岩夹灰白色砂岩及煤层
	石炭系	太原	C_3t		186	深灰色泥岩与粉砂岩为主，夹煤层、碳质泥岩及石灰岩
		本溪	C_2b		69	岩性同上，煤 2 ～ 3 层
下古生界	奥陶系		O			

图 3-2　黄骅坳陷上古生界地层柱状图

四、中生界

中生界（图 3-3）没有一口完整的钻井剖面，加之岩性以红色砂、泥质为主，化石很少，故长期以来划分较难。主要发现孢粉化石有①*Cyathidites*（拟桫椤孢属）和 *Deltoidospora*（三角孢属）组合；②*Cyathidites*（拟苏铁粉属）—*Pityosporites*（松型粉属）—*Cyathidites*（桫椤孢属）组合；③*Classopollis*（内环粉属）—*Cicatricosisporites*（无突肋纹孢属）组合。据此，结合岩性剖面特征与邻区对比，划分如下。

地层		代号	剖面	厚度（m）	岩性简述
界	系				
中生界	下白垩统	K_1		>300	棕红色砂质泥岩间夹灰绿色杂砂岩，下部为大段紫红色砾质泥岩
	上中侏罗统	J_{2+3}		742	棕红、紫红色砂质泥岩及凝灰质砂岩夹中基性喷出、溢流、侵入岩
	中下侏罗统	J_{1+2}		319	灰紫、紫灰、灰色泥岩与灰白色砂砾岩互层，夹碳质泥岩及煤层

图 3-3　黄骅坳陷中生界地层柱状图

1.中下侏罗统

以南 16 井为例，残厚 319 米，为一套灰紫、紫灰色泥岩与厚层灰白色砂砾、含砾砂岩互层剖面。下部夹薄煤层。孢粉化石属上述第一组合。

2.中上侏罗统

据海 5（埕北斜坡）、孔 5、孔 4、羊 1 等井及坳陷南缘东 1 井，有两种剖面类型。一为以火山碎屑岩为主，夹中基性喷发，溢流火成岩体剖面，分布广泛。据海 5 井揭露最厚达 742 米。另一为紫红、灰色泥岩夹灰白、浅灰色砂岩剖面，以东 1 井为例，厚 230 米。其孢粉化石属上述第二组合。

3.下白垩统

为一套反映区域构造隆升褶皱期的造山相堆积。岩性以棕红色砂质泥岩间夹灰绿色杂砂岩，下部为大段紫红色砾质泥岩，坳陷内以红色砾岩、砾质泥岩为主。厚度一般大于 300 米，但变化大，揭露不全。以乐 5 井为例，其化石属于第三组合。

五、新生界

本区从始新世开始接受沉积，经历了早第三纪的断陷发育阶段，和晚第三纪的坳陷发育阶段。第四纪接受了海陆过渡相沉积。

1.第三系

坳陷内第三系厚度达 8000 米。为一套陆源碎屑岩为主的大陆河、湖相建造。依据接触

关系、微体古生物化石组合和沉积旋回性，将第三系剖面划分为上下两部分，并进一步细分到段（图 3–4）。现行油组划分及层位对照见表 3–1。

表 3–1 地层与油层组对照表

地　　层	油 层 组	地　　层	油 层 组
明化镇组下段	明Ⅰ—Ⅳ组	沙三段（沙三$_1$）	Ⅰ—Ⅳ组
馆陶组	馆Ⅰ—Ⅲ组	沙三段（沙三$_2$）	高 0—Ⅰ组
沙一段中部	板 0—Ⅰ组	沙三段（沙三$_3$）	高Ⅱ—Ⅴ组
沙一段下部	板Ⅱ—Ⅳ组、滨Ⅰ	孔一段	枣 0—Ⅴ组
沙二段	滨Ⅱ—Ⅳ组		

（1）始新统孔店组　厚度一般为 2500 米。沿坳陷西部，沧东边界断裂下降侧分布。自下而上由"红—黑—红"三大岩性段组成一完整旋回层。底与中生界，顶与渐新统为不整合接触。

1）孔三段，为旋回层下部，厚约 300 米，以红色砂质、砾质泥岩为主，间夹单层厚度小于 5 米的灰绿色含泥、含铁不等粒混合砂岩、玄武岩夹层。其侧向岩性变化尚不清楚。未发现化石。与下伏中生界、上古生界之红层分界不清。顶与上覆孔二段间呈岩性过渡关系。

2）孔二段，为旋回层中部，一般厚约 400 米，最大厚度可能 700 米，以灰黑色泥页岩为主，夹含泥含钙中—细粒长石砂岩、岩屑质长石砂岩层及玄武岩。剖面向上渐变为紫褐色泥岩段，与上覆孔一段呈岩性过渡关系。所含化石，介形类为 *Eucypris wutuensis*—*Cyproispalustris*（五图真星介—沼泽拟星介）组合；孢粉为 *Aquilapollenites spinulosus*—*Taxodiaceaepollenites*—*Deltoidospora*（小刺鹰粉—杉粉属—三角孢属）亚组合。

本段地层分布呈南北向延伸，西界为沧东断裂；东界为徐—黑断裂，厚度中心在沧东断裂下降侧的沧州市附近。总的特点为断层根部厚度大，东西向剖面呈不对称地堑式结构；南北两端（灯明寺，辛集镇一带）则呈减薄尖灭趋势。砂岩含量少，一般仅占剖面厚度的 10%左右，南北两端可大于 30%。砂岩在平面上呈透镜状分布于边缘地带。

3）孔一段，为旋回层的上部，包括原划分的沙四段在内（现改划为孔一段上部），最大厚度约 1500 米，一般厚度 1200 米。下部，厚 700～1000 米，为一套红色泥岩、砂质泥岩与灰白、灰绿色含泥、铁、钙不等粒硬砂质长石砂岩，长石砂岩，砂砾岩间互层；局部夹灰绿色泥膏岩层。上部，厚约 400 米，以暗色膏泥、泥膏岩为主，底部以一红、绿色泥岩夹砂岩段与孔一段下部过渡；顶部有不同程度侵蚀现象。所含主要生物化石：介形类为 *Cyptinotus igneus*—*Cypris*—*bella*（火红美星介—美丽金星介）组合；孢粉为 *Ephedripites*—*Taxodiaceaepollenites*—*Alnipollenites*（麻黄—杉粉属—桤木粉属）组合。

其沉积、沉降中心一致，仍位于沧州市附近（图 3–5）。中央为暗色膏泥、泥膏岩，外围相变为红、绿色泥质岩，红色砂、泥岩，基本为不对称环带状展布。东部南皮凹陷东北部至徐—黑断裂一线为主要粗碎屑相分布区；西部捷地—南皮一带为次要碎屑相分布区。

总观孔店组（始新统），具沉积范围小（约 1500 平方公里），厚度大（大于 2500 米），红色粗碎屑岩发育，夹有基性火山岩及蒸发岩，碎屑岩岩屑含量高（30～40%），颗粒分选

地层 系	地层 组	地层 段	厚度 (m)	剖面旋回 细→粗	地震反射标准层	岩性标志层	微体化石组合 孢粉	微体化石组合 介形虫	沉积相特征	沉积发育阶段划分
第四系	平原组		200~400						海陆过渡相－海相（南区局部有基性喷出岩）	II 坳陷期
上第三系	明化镇组	上	400~800						大陆冲积相（局部有基性喷出岩）	II 坳陷期
上第三系	明化镇组	下	800~1000						大陆冲积相（局部有基性喷出岩）	II 坳陷期
上第三系	馆陶组		200~400		T2	底砾岩，基本广布，北区为主			大陆冲积相（局部有基性喷出岩）	II 坳陷期
下第三系	东营组	1	0~700				榆粉属高含量组合：胡桃粉属－水龙骨单缝孢属－榆粉属亚组合	纯净小玻璃介 扳桥小玻璃介 伸长小玻璃介	湖相（北区三角洲 浊积岩相，南区静水湖湾相局部有夹层状基性喷出岩）	I 断陷期 I3 块断衰减期
下第三系	东营组	2	100~200		T3	介形虫泥岩层，分布于南区	榆粉属高含量组合：波形榆粉－云杉粉属亚组合	弯脊东营介 唇形营东营组合；单峰华花介－近三角河北介组合	同上	I 断陷期 I3 块断衰减期
下第三系	东营组	3	300~500				同上	同上	同上	I 断陷期 I3 块断衰减期
下第三系	沙河街组	1上	200~400				栎粉属高含量组合：栎粉属－唇形三沟粉属亚组合	光亮西营介－李家广北介组合 惠民小豆介 五刺华花介组合	湖相（北区以水下碎屑岩相为主，以深水密度流水道相为特征；南区以湖湾碳酸盐相为特征，局部有夹层状中基性侵入，喷出岩）	I 断陷期 I2 块断扩张期与稳定发展期
下第三系	沙河街组	1下	200~600			油页岩、泥质白云岩、钙质页岩、粒屑灰岩组成的特殊岩性段，分布于南区	同上	同上	同上	I 断陷期 I2 块断扩张期与稳定发展期
下第三系	沙河街组	2	0~400		T4		栎粉属高含量组合：麻黄粉属－芸香粉属－楝粉属	椭圆拱形介－滨海小豆介组合	同上	I 断陷期 I2 块断扩张期与稳定发展期
下第三系	沙河街组	3	800~>1000			低电阻泥岩段，视电阻率曲线呈"W"形，分布于南区的沙三段上部	栎粉属高含量组合：小亨氏栎粉－小榆粉属－桤木粉属亚组合	中国华北介 惠东华北介组合	湖相（北区以近岸水下扇，深水浊积扇粗碎屑相为特征；南区以滨岸滩、坝体为特征，局部有裂隙式中基性喷出岩发育）	I 断陷期 I2 块断扩张期与稳定发展期
下第三系	孔店组	1	600~>1000		T6		杉科高含量组合：麻黄粉属－杉粉属－桤木粉属亚组合	火红美星介－美丽金星介组合	以冲积扇－膏盐湖相沉积为特征，分布于南区（中、基性侵入，喷出岩较发育）	I 断陷期 I1 块断初断期
下第三系	孔店组	2	400		T8		杉科高含量组合：小刺榛粉－杉粉属－三角孢属亚组合	五图真星介－沼泽拟星介组介	同上	I 断陷期 I1 块断初断期
下第三系	孔店组	3	300						同上	I 断陷期 I1 块断初断期
Mz				Pz						

图 3-4　黄骅坳陷新生界综合柱状图

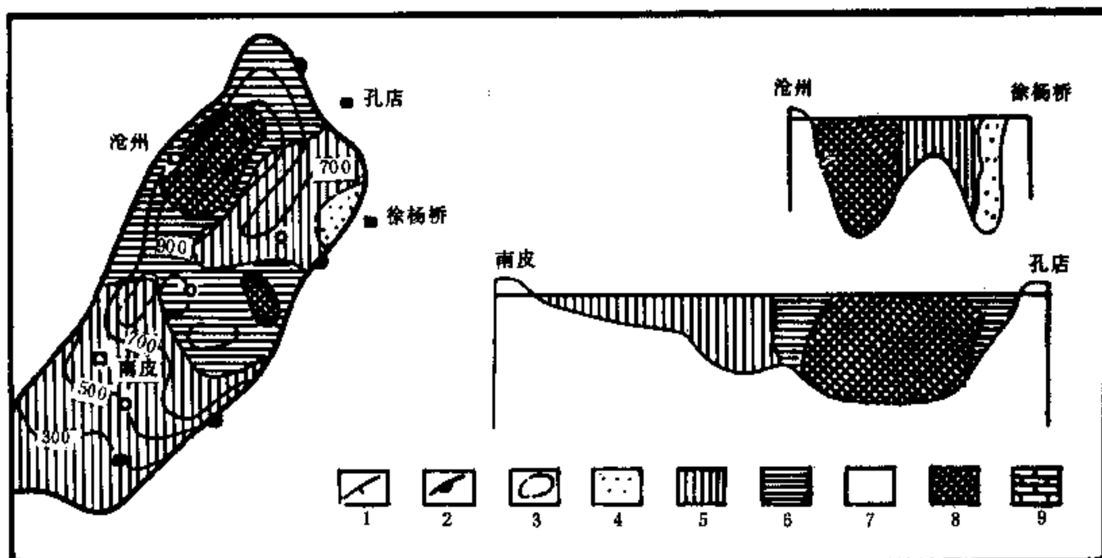


图 3-5　黄骅坳陷下第三系孔一段岩相图

1—边界断层；2—超覆线；3—地层等厚线（m）；4—砂相区；5—泥砂相区；

6—砂泥相区；7—泥相区；8—泥膏相区；9—粒屑灰岩相区

差一中，即成分、结构成熟度均较低的特征。显然属区域构造活动初期的小盆地充填式沉积建造类型。

(2) 渐新统（沙河街组）　一般厚 3000 米，厚度中心沿坳陷西界、北界的边界断裂下降侧分布。为一套暗色湖相砂、泥岩沉积。一些地区夹有基性火山岩及湖成碳酸盐岩与蒸发岩。据接触关系、化石组合，可划分为两个不完整旋回层，即沙河街组三段和沙河街组二段一沙一段中部。沙三段与沙二段间为不整合接触，原沙一段中部顶与原沙一段上部间在边缘地区为不整合接触，在坳陷内为连续沉积。

1) 沙三段，厚 400～1500 米。为一套多旋回暗色砂、泥岩沉积。所含化石，介形类为 *Huabeinia chinensis—Huabeinia huidongensis*（中国华北介—惠东华北介）组合；孢粉为 *Quercoidites microhenrici—Ulmipollenites minor—Alnipollenites*（小亨氏栎粉—小榆粉属—桤木粉属）亚组合；沟鞭藻，疑源类为 *Bohaidina—Parabohaidina*（渤海藻属—副渤海藻属）组合；腹足类为 *Liratina tuozhuangensis*（坨庄旋脊螺）组合。

不同地区具有不同的沉积特点，自北而南大体可分为四个区：

①塘沽以北，至高尚堡一带，厚度大于 1500 米，由两大完整正旋回层组成。故依据剖面粗细变化划分为五大岩性段（自下而上称沙三$_5$、沙三$_4$、沙三$_3$、沙三$_2$、沙三$_1$）。砂岩一般以含泥含砾不等粒混合砂岩、岩屑砂岩为主。大段泥岩以深灰色为主，砂岩段的夹层泥岩色较杂，有灰绿、灰褐、深灰色。局部地区层面有碳化植屑。

②塘沽以南，板桥、北大港、沈青庄一带，厚 800～1000 米，由一个大的不完整正旋回层组成。以砂、泥岩为主，砂岩以含泥含砾不等粒及细粒岩屑质长石砂岩为主。旋回层上部泥岩以深灰色为主，下部渐变为褐灰、紫灰色，该区已揭露的完整剖面极少。

③周清庄、王徐庄一带，厚 200～600 米，由两个不完整沉积正旋回层组成，南缘的羊

二庄一带为一个不完整旋回层。以砂、泥岩为主，砂岩以岩屑质，长石质石英砂岩为主，细粒—不等粒结构。泥岩，上旋回层内以深灰色为主，下旋回层内以褐灰，紫灰色为主，愈向下色愈红。上旋回层分布广，砂、泥分段性更强。

④孔店以南地区，厚200～400米，以深灰色泥岩为主，局部夹有薄层粒屑灰岩及基性火山岩。底为一组薄层状含钙砂砾岩。分布稳定可作为对比标志。边缘地区剖面砂层发育，且上部出现红色泥岩夹层。以岩屑质长石砂岩、砂砾岩为主，砾石成分多为下古生界石灰岩、白云岩。

2）沙二段，厚度小于100～大于300米。是沙三段末隆升侵蚀之后再次水进的早期沉积。主要分布于板桥—歧口凹陷区，一般有两个不完整正旋回层。依据剖面组合和油气分布特征自下而上划为滨Ⅳ、滨Ⅲ、滨Ⅱ三个油组。泥岩在凹陷区为灰色、深灰色；低隆起区为灰绿色、灰色，局部尚见紫红色。砂岩以岩屑长石砂岩为主，所含化石，介形类为 *Camarocypris elliptica—Phacocypris binhaiensis*（椭圆拱星介—滨海小豆介）组合；孢粉为 *Ephedripites—Rutaceoipollis—Meliaceoidites*（麻黄粉属—芸香粉属—楝粉属）亚组合；藻类为 *Campenia—Comasphaeridium*（褶皱藻属—毛球藻属）亚组合；轮藻为 *Charites producta—Sphaerochara minor* 伸长似轮藻，较小球状轮藻；腹足类为 *Tulotomoides terrassa —Valvata*（Atropidina）*banqiaoensis*（阶状似瘤田螺—板桥上转螺）组合。沙二段在孔店以南的沧东—南皮凹陷区一般厚度小于100米，以砂岩、砂屑鲕状灰岩为主，与上覆沙一段下部为连续沉积，界线不清。隆起带则无沉积。歧口凹陷西端，孔店—羊三木，羊二庄断阶带，港西隆起围斜带广大范围内亦无沙二段沉积。无沙二段沉积的地区，下伏沙三段剥蚀明显。坳陷北部的高尚堡区，为南堡凹陷区的低隆起带，沙二段厚200米左右，亦为砂、泥岩剖面，且与上覆沙一段下部间有一红色泥岩段，一般以此为划分标志。

3）沙一段，根据岩性特征可分为上、下二部分。

①沙一段下部，厚50～600米，为一典型的水进正旋回层序。广泛地超覆在坳陷内不同时代地层之上。表明坳陷进入最大扩展阶段。所产化石，介形类为 *Phacocypris huiminensis–chinocythere—quinquespinata*（惠民小豆介—五刺华花介）组合，*Guangbeinia lijiaensis— Xiyingia luminosa*（光亮西营介—李家广北介）组合；孢粉为 *Quercoidites–Labitricolpites*（栎粉属—唇形三沟粉属）亚组合；藻类为 *Tenua*（薄球藻属）组合；腹足类为 *Gangetia brevirota—Valvata banqiaoensis*（短圆恒河螺—板桥高盘螺）组合，*Stenothyra jinxianensis— Menetus banqiaoensis*（锦县狭口螺—板桥不堆螺）组合，*Bohaispira spiralifera*（旋脊渤海螺）组合。剖面岩性南北有明显差别。以增福台—六间房—赵家堡联线为界，在其北厚200～600米，剖面由4～5个暗色砂、泥岩旋回层组成。自下而上划分为：滨Ⅰ、板4、板3、板2四个油组。砂岩一般占地层总厚的30%，以岩屑质长石中细砂、细砂及含砾不等粒石英质岩屑砂岩为主。泥岩多为深灰、绿灰色泥页岩；在该联线以南，厚50～150米，岩性稳定，自下而上由粒屑灰岩、泥晶灰岩、泥白云岩、钙质页岩、油页岩、灰色泥页岩组成正韵律层。通常称之为“特殊岩性段”。含化石丰富，是区域对比标准层段之一。粒屑灰岩一般厚1～30米，粒屑成分主要为鲕粒、生物碎屑及个体，以及其它内碎屑。在一些隆起边缘地带混有陆源碎屑。

沙一段下部地层在坳陷内分布较广，其厚度中心基本与沙三段一致，主要沿坳陷西界、北界大断裂下降侧分布，但有明显向东、向南迁移趋势。在东部新形成了盐山、歧南等凹陷。

②沙一段上部（原沙一段中部）厚 100～400 米，与沙一段下部为连续沉积。为一套单调的深灰色泥页岩层。仅在坳陷各边缘凹陷的靠陆源区一侧，才有砂岩发育。板桥凹陷区，划分出板 1、板 0 两个油层组。与沙一段下部南北岩性分区界线相应。南区厚度变化率小，由凹陷区向隆起区逐渐减薄；而北区则隆起带与凹陷间沙一段上部厚度变化十分剧烈，断层两侧厚度变化大，一般达 1∶3。所含微体化石如介形类，在本段下部为 *Guangbeinia lijiaensis*—*Xiyingia luminosa*（光亮西营介一李家广北介）组合；上部为 *Chinocythere unicuspidata*—*Hebeina subtriangularis*（单峰华花介—近三角河北介）组合；孢粉在本段上部存在一区域性界线，即榆粉属高含量带与栎粉属高含量带之分界。因此，沙河街组与东营组的划分，按孢粉化石应分在原沙一段中的上部，即沙一段上部的底界，但介形类化石组合的界线却要偏原沙一段中下部，结合沉积旋回性，合理的界线应是原沙一段上部底界。据此，原来的沙一段上部本文已将其归入东三段描述。

(3) 渐新统（东营组） 厚 200～1000 米，为一完整旋回层。顶为上下第三系间的区域不整合。其底与沙河街组在坳陷内部岩性近乎过渡，微体动物化石无明确界线，但与植物化石界线不大一致；在坳陷边缘，如海河断裂以北，塘沽、高尚堡一带，与沙河街组分界明确，常有一组底部砂砾岩层。依剖面岩性，自下而上划分为东三、东二、东一段。

1）东三段，厚 100～400 米，为一套灰色、绿灰色泥岩与浅灰、灰白色砂岩互层段。一般有四个小旋回层组。砂岩以岩屑质长石砂岩、长石砂岩为主。亦有南北分异特征，北区为砂、泥剖面，化石不富集，南区基本为纯泥岩段，富含介形类、腹足类化石，且沿层理面富集，现场称之为"芝麻饼泥岩"。底部（即原沙一段上部底）为一薄层钙质砂岩或泥质白云岩，视电阻率曲线反映为两个并列小尖峰，形似剪刀，故称"剪刀层"。这些岩电特征用作对比标准层。东三段微体化石，介形类为 *Chinocythere unicuspidata*—*Hebeinia subtriangularis*（单峰华花介一近三角河北介）组合；孢粉为 *Ulmipollenites undulosus*—*Piceapollenites*—*Tsugaepollenites*（波形榆粉—云杉粉属—铁杉粉属）亚组合；藻类为 *Prominangularia*（角凸藻属）亚组合；腹足类为 *Viviparus xinglongtaiensis*（兴隆台田螺）组合。

2）东二段，厚 100～200 米，是一套以泥质岩为主的沉积，与东三段为连续沉积。岩性为灰色、绿灰色、灰绿色泥岩夹砂岩及介形虫、螺灰岩薄层。所含化石，介形类为 *Dongyingia*—*inflexicostata*—*Dongvingia labiaticostata*（弯脊东营介一唇形脊东营介）组合；藻类为 *Granoreticella*（粒网球藻属）亚组合；腹足类为 *Tianjinospira monostichophyma*（单列瘤天津螺）组合。沉积的南北分区性亦较明显：北区一般厚 200 米，沿坳陷边缘一带砂质夹层相对增多；南区，厚度小于 200 米，以灰绿色泥岩为主。

3）东一段，厚 0～700 米，为一以砂质沉积为主的反旋回层。底与东二段呈连续沉积，顶与上第三系馆陶组之间为一区域不整合面。岩性自下而上由灰绿、灰褐色泥岩变为紫红色泥岩，灰白色高岭土质中细粒混合砂岩，岩屑质长石砂岩组成，上部出现砂砾岩层。所含化石稀少，而砂岩层面碳化植屑十分富集。介形类以 *Candoniella albicans*（纯净小玻璃介），*Candoniella extensa*（伸长小玻璃介）*Candoniella bangiaoensis*（板桥小玻璃介），玻璃介类为主；腹足类为 *Angulyagra turritella*（塔状角螺）组合；孢粉为 *Juglandaceae*—*Polypodiaceaesporites*—*Tiliaepollenites*（胡桃粉科水龙骨单粉孢属一椴粉属）亚组合；藻类为 *Concentricystis*—*Granodiscus*（环纹藻属—光面球藻属）组合。由于东一段是早第三纪晚期沉积，遭受侵蚀程度深，范围广，故残留部分仅保存于坳陷中北部岐口、南堡凹陷带。最大厚度在 700 米以上。其它内部隆起区及其围斜地带，特别是孔店以南的广大地区，东一段

已剥蚀殆尽。

黄骅坳陷下第三系由始新统（孔店组），渐新统（沙河街组，东营组）组成。始新统与渐新统间，渐新统与中上新统间为区域不整合。此外，生物群面貌、沉积类型均有显著区别。渐新统内部，沙三段沉积末期存在一局部侵蚀间断，以孔店—港西隆起带周围最为明显。此外，东营组与沙河街组之间，存在有边缘侵蚀间断，塘沽及北部边缘地区最为明显。下第三系各组、段的沉积普遍具底超、顶剥，下窄上宽的沉积发育型式。沉积走向与区域构造走向一致，但存在一个北起增福台、中经六间房、南至埕北斜坡的北西向岩性分界线，这在沙一段及其以后时期的沉积分布上，表现最为突出。下第三系剖面的时间单元划分主要依据微体化石组合，计有：孢粉 3 个组合，7 个亚组合；介形类 8 个组合；藻类 4 个组合，8 个亚组合；腹足类 8 个组合。稳定的岩性标志层、标准层主要分布于北大港以南的沙三段中上部，沙一段下部，沙一段上部，东二、三段。

(4) 中上新统（馆陶组—明化镇组） 陆地总厚度约 2500 米，海域部分大于 3000 米。为一个大的完整旋回层序。化石稀少，主要依据孢粉资料结合岩性特征分为两个组。下部馆陶组相当中新统，上部明化镇组相当上新统。依岩性段明化镇组又细分为明下、明上两段。

1) 馆陶组，一般厚 400 米，为上第三系完整沉积层序的下部粗粒段。底部以一套燧石砾岩与下第三系分界，稳定而面广，是区域地质、地震标准层。向上变为灰白色砂砾岩、含砾粗砂岩、中细砂岩与灰绿、紫红色泥岩不等厚互层。砂质岩以岩屑质长石砂岩及长石砂岩为主。局部地区，如北部高尚堡、南堡一带及海域部分，发育基性火山岩及火山碎屑岩；南部孔店东侧的故县地区亦发现有玄武岩夹层。

沉积分布亦具有南北分区性。底砾岩分布于港西以东的北大港、板桥、塘沽、北塘一带。厚度大于 100 米。向西、南减薄，孔店以南已不发育。而上部的块状砂砾岩、含砾砂岩则以南区最为发育。因此，在地层划分时，北区底界清楚，顶界不清楚；南区顶界清楚而底界较差。油田区按小旋回自下而上划为馆Ⅳ、馆Ⅲ、馆Ⅱ、馆Ⅰ。从区域对比看只能分为馆Ⅲ、馆Ⅱ、馆Ⅰ，三分性较强（即粗—细—粗）。

2) 明化镇组，厚 2000 米左右，为上第三系旋回层的中上部。依岩性特征又细分为下、上两段。

①明下段，厚 1200 米左右，为上第三系大旋回层的中部细段。岩性以紫红、灰绿、棕红色泥岩为主，夹灰白、灰绿、棕黄色岩屑质含泥长石砂岩。泥岩普遍含钙质、铁锰质结核、团块。剖面自下而上砂岩层数、单层厚度逐渐增加，砂岩厚度占地层厚度的 20%左右。属冲积、淤积平原相堆积。区域上细分砂岩组较困难，油田区自下而上可划分为明Ⅳ、明Ⅲ、明Ⅱ、明Ⅰ四个油组。

②明上段，厚约 800 米，为上第三系大旋回层的上部粗粒段。以棕红、黄绿色及杂色泥岩与砂岩间互层，富含钙质团块为特征。属冲积平原相沉积。

2.第四系

为海陆过渡相沉积，岩性为灰、灰黄色砂层与棕黄色粘土间互层，厚 200～400 米。

本区上第三系与第四系划分争议较大，有深浅两种方案。深方案主张划在明上段底界，认为其下有不整合；浅方案认为应划在有海相夹层出现处的旋回层底界。两种方案各有所据。石油勘探系统普遍采用浅方案，即第四系厚 200～400 米。

六、与邻区对比关系

渤海湾盆地的辽河、冀中、黄骅、济阳各坳陷，第三系沉积旋回性、岩性、化石群面貌

等大同小异。多年来在石油工业部统一主持下进行过多次统层工作，1975年后基本统一，并明确了下第三系层位划分方面遗留的问题。黄骅坳陷在1975年统层后，有两条分层界线有所变动。

1）东营组底界，由于微体动、植物化石之间分布层段的不一致，长期悬而未决。随着资料的积累和工作的深入，近年来意见已趋一致，将东营组底界确定在原沙一段上部的底界。为使区域地层划分一致，本区东营组仍遵循三分原则，即原东三段加原沙一段上部为新划分的东三段。最厚500米，一般300米。

2）邻区沙一段分为沙一段下部，沙一段上部。因此，黄骅坳陷东营组底界移至原沙一段上部底界后，原沙一段中部即相当于区域上的沙一段上部。这样划分与化石组合的对比并不矛盾。因为沙一段下部渤海湾盆地各坳陷岩性组合和化石群比较一致，实际上是区域地层对比的标准层段。

3）原济阳坳陷沙四段三分为上、中、下，其中沙四中、下的化石组合与孔店组属同一类群（据《渤海沿岸地区介形类化石图版》），而沙四段上部所含化石接近沙河街组。故沙四段上部属沙河街组，中、下部属孔店组。我区已将相当于济阳坳陷沙四段中、下的原沙四段划归孔店组一段，并称为孔一段上部。沙四段上部应属沙河街组底部，南区可能无沉积，北部凹陷区，由于埋深大故尚未发现。

第二节　第三系沉积发育特征

黄骅坳陷属新生代形成的渤海湾盆地的一部分。第三纪以来经历了由断陷到坳陷两大发育阶段。下第三系属断陷期沉积；上第三系属坳陷期沉积。

一、断陷期（早第三纪）

下第三系沉积巨厚，约占第三系沉积总厚的2／3以上。但其平面分布受周边隆起区长期发育的生长断裂控制。内部各沉积凹陷又受次级生长断裂控制，形成一系列半地堑、地垒相间排列的古地貌格架。一般沉积、沉降中心一致，均位于生长断裂下降侧，沿北东向区域构造走向分布，发育时间有早有晚，因此，断陷期又可细分为初断期，扩张期，稳定期，衰减期四个次级演化阶段。

1.初断期（孔店期）

在中生代之后的长期侵蚀准平原化背景上，主要是孔店地区，形成了一些分隔的半地堑式沉积洼地，其沉积范围小、厚度大，红色粗碎屑为主，成分结构成熟度低，火山岩及蒸发岩发育等。反映了断陷初期分隔小湖盆发育的沉积序列。以孔一段为例，在平面上岩相带呈环带状分布，中心部分为泥膏岩相区，四周为砂泥相及泥砂相区环绕。物源区位于湖盆东北的徐杨桥（图3-5）。

2.扩张期（沙河街早期）

沉积盆地发育早期阶段，虽以沉陷为主，但仍间以相对隆升活动，反映为多旋回的特点，造成一些地区在一定时期的沉积间断。而每次这样的间断之后，继之而来的是更大规模的沉降。始新世以后，出现了沙河街期更大范围的沉陷活动。

沙河街组地层在坳陷内广泛分布，逐层超覆在下伏不同时代地层之上。自沙三期开始，各凹陷沉积水域逐渐连通。其沉积厚度受边界同生断裂及内部同生断裂的控制，总体上反映出沉积盆地内北西侧陡、深、沉积厚；南东侧缓、浅、沉积薄的不对称结构。

此期各门类微体化石中发现了大量新的属种，其中一部分属半咸水生物。本区和渤海湾盆地其它坳陷一样属滨海湖盆，可能在不同程度上曾有海水的影响，导致湖水具一定咸度，从而所含生物既非典型陆相亦非典型海相，而是淡水属种为主混有半咸水属种的生物群。

其沉积相带的宏观展布受盆地内外古构造、古地貌及其活动差异所控制，呈现明显的南北分区特征（图 3-6）。

南区，即港西隆起以南地区，沙三段沉积厚度最大 800 米，一般小于 500 米。沉积物除边缘及内部几处范围有限的粗碎屑相带外，大面积均以细粒暗色泥质岩为主。富含微体生物化石，岩性较稳定，可比性强。

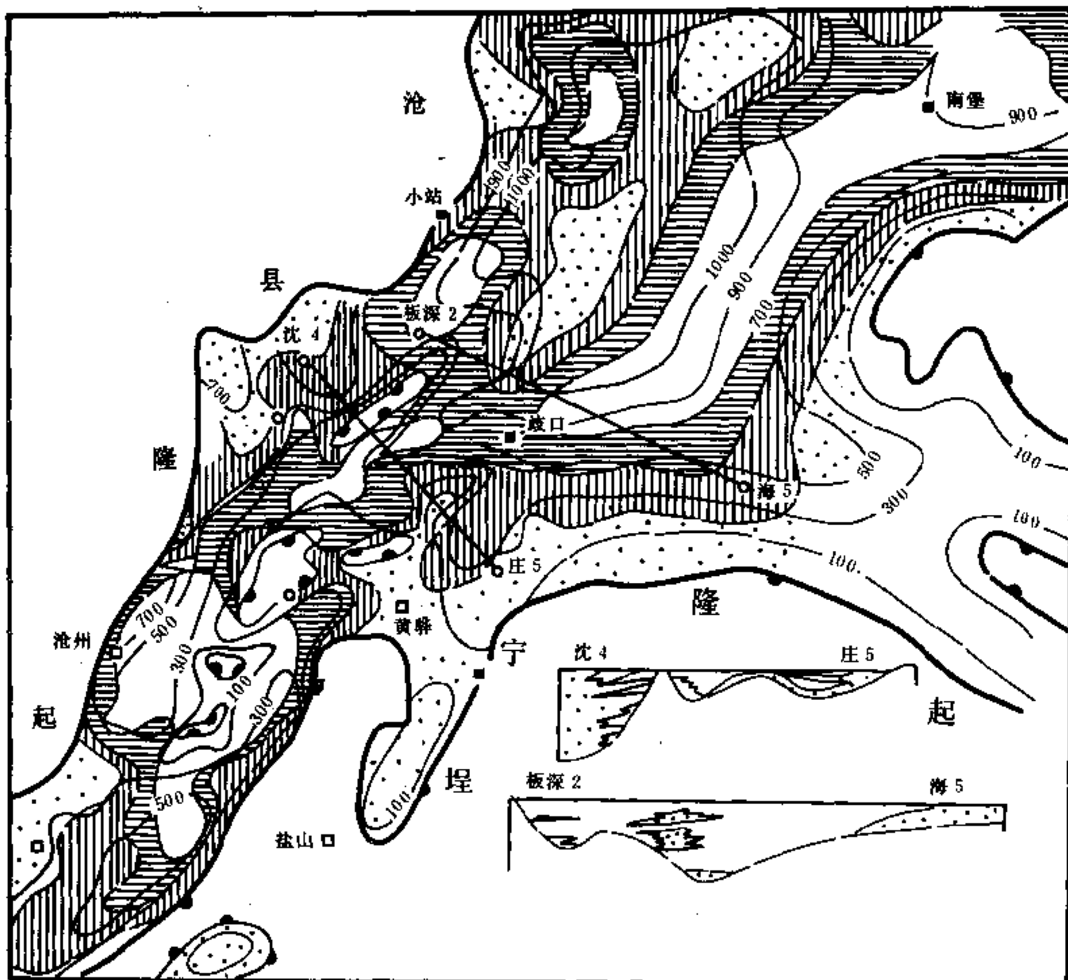


图 3-6　黄骅坳陷下第三系沙三段岩相图

图例同图 3-5

北区，沙三段沉积巨厚，最厚大于 1500 米，为一套暗色砂、泥岩沉积。砂岩较南区显著发育，约占剖面的 30%以上，且成组出现，旋回性强，平面上多集中分布于背靠陆源的凹陷陡翼一侧和水下古地形的低斜坡与盆地低洼处。砂体成因分析表明具密度流沉积特征，已发现的有深水浊积扇，近岸水下扇砂体。所见各门类微体化石较南区贫乏。而鱼类的骨屑，鳞片则较多，甚至完整的鱼化石亦时有发现。北区从沙河街期开始已属统一湖盆的主体

部分，水域深广，陆源物质供给充分。在燕山物源影响下，沉积、沉降速度远较南区为大，沉积物亦远较南区为粗，砂岩成熟度低，以岩屑质长石砂岩为主，亦有岩屑砂岩及混合砂岩。

3.稳定期（沙河街组二——一段时期）

此期沉积盆地的水域逐渐达到了最大范围，沉积物的南北分区性更为明显（图 3-7 及图 3-8）。

南区，沙二—沙一段沉积厚度一般小于 300 米，不少地区无沙二段沉积。岩性稳定，除边缘几处范围有限的粗碎屑相带外，大面积均以暗色泥质岩、浅色粒屑灰岩为主。富产微体生物化石，局部地区腹足类壳体富集成生物灰岩。上述特征反映出南区古构造活动性弱，缺少充足的陆源碎屑补给，仅有盆地内外古生界石灰岩露头通过地表水，地下水的溶蚀渗流作用不断地提供碳酸盐类，水体清浅，透明通气，各门类底栖浮游生物发育，最终形成广泛而稳定的碳酸盐岩相沉积。

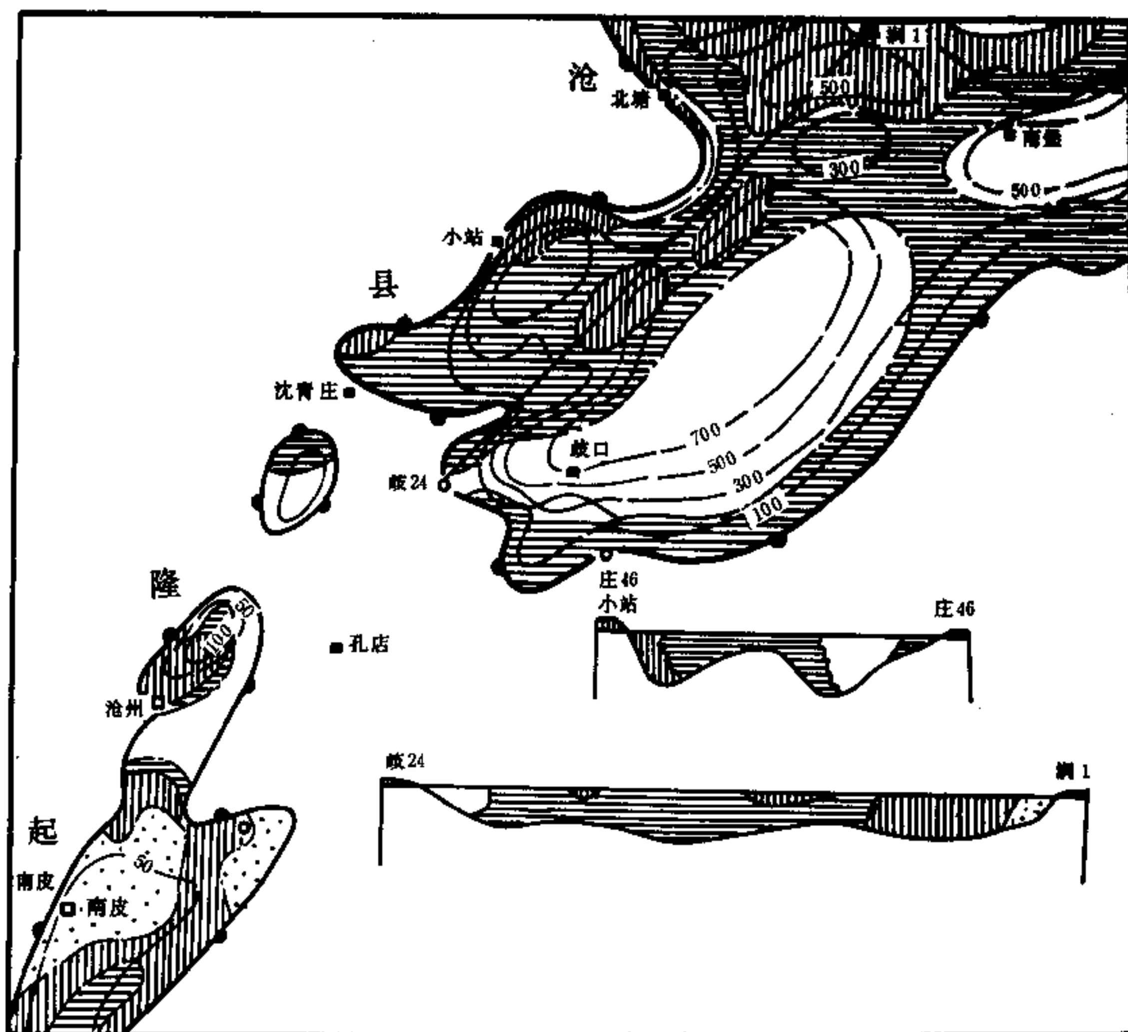


图 3-7　黄骅坳陷下第三系沙二段岩相图

图例同图 3-5

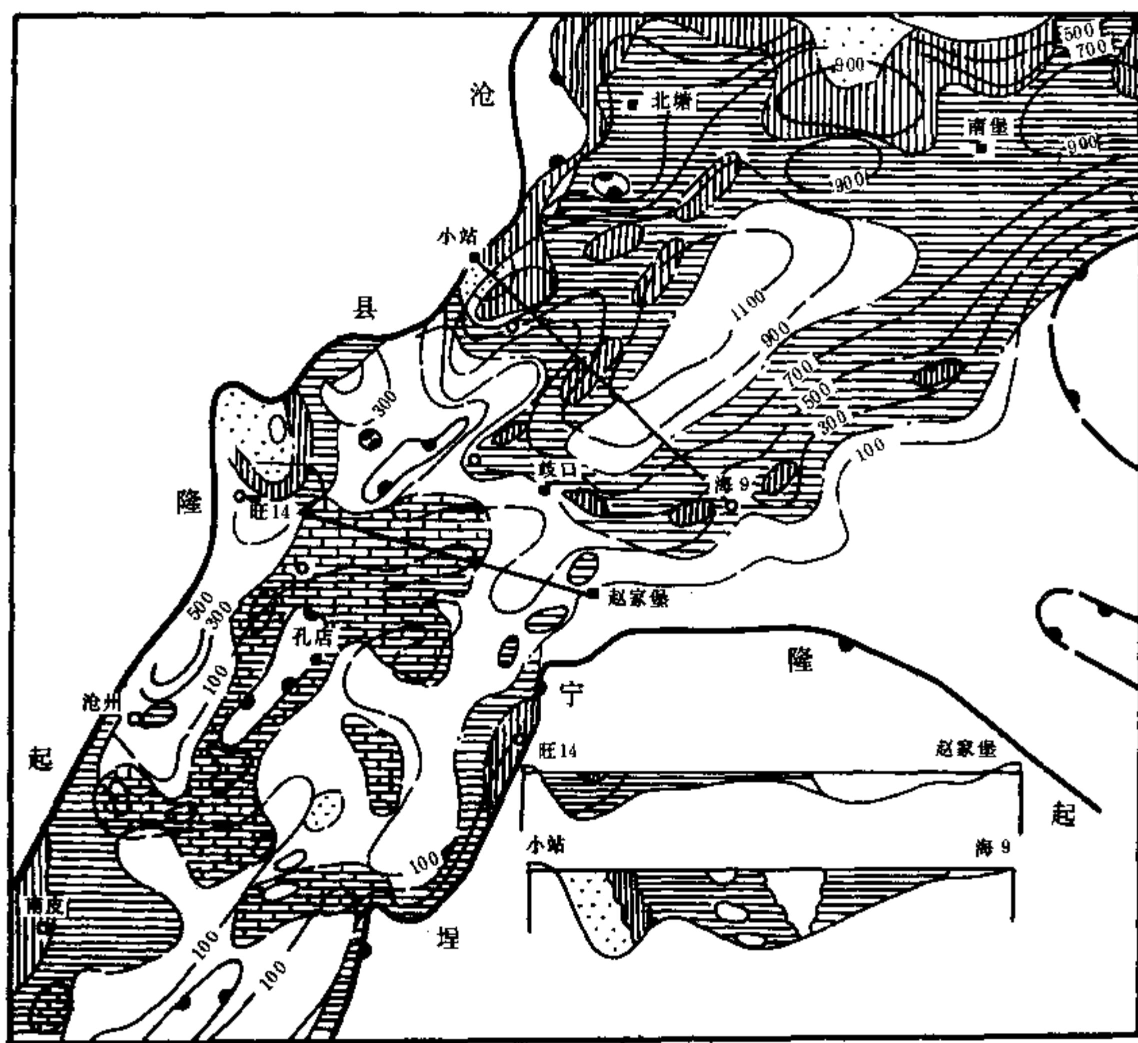


图 3-8　黄骅坳陷下第三系沙一段岩相图

图例同图 3-5

北区，沙二—沙一段沉积较厚，大于 1000 米。以暗色砂、泥岩为主，具多旋回砂泥组合特征。仅在一些水下隆起的高部位，如北大港构造带西段，高尚堡构造带轴部夹有泥白云岩、粒屑灰岩、油页岩薄层。粗碎屑相带已发现有两种，一为边缘相，如近岸水下扇，沿岸砾质滩等；一为深水密度流水道砂。微体化石较易发现，剖面可比性亦较强，是区域对比的标准层段。

4.衰减期（东营期）

东营组沉积总体上为一反旋回层序。歧口凹陷为沉积、沉降中心，向外减薄、变粗。仍具南北分区特点。南区厚度一般小于 500 米，以暗色泥质沉积为主，富含介形、腹足类化石，有的甚至富集成层，砂岩相带很不发育，属静水湖湾环境；北区沉积厚度大于 1000 米，由两套砂岩段夹泥岩段组成，粗碎屑相分布于板桥、塘沽、北塘、南堡一带，向歧口凹陷带中心变细，生物化石数量随着靠近歧口凹陷中心也显著减少。不难看出，随着盆地周边的逐渐降升，燕山陆源区的水系顺坡而下，形成三角洲沉积体系。东营组末期，湖盆逐渐消失，受喜山运动影响整体抬升，但遭受剥蚀程度仍显示南北不同（图 3-9，图 3-10）。

黄骅坳陷下第三系沉积发育历程，可归纳为如下几点特征：①盆地由始新世到渐新世经历了由分割到统一，进而整体抬升遭受剥蚀的发展过程；②盆地内南北构造结构及其活动性的差异是导致沉积上南北分区的重要因素之一；③南北物源性质及其供给能力的差异，是构成沉积上南北分区的重要因素之二；④盆地在东营期前构造活动以断陷为主，大断裂为沉积边界。东营期，周边逐渐抬升，与大断裂伴生的边缘凹陷带随之消失，以统一的中央凹陷而代之。这种古构造、古地貌背景的特点与演变，控制了砂体类型的分布。即由湖底浊积型过渡为沿岸冲积型；⑤黄骅坳陷下第三系形成了多种成因类型的碎屑体，为油气的聚集提供了多种储集类型。

二、坳陷期（晚第三纪）

晚第三纪时，渤海沿岸早第三纪形成的一系列大型湖泊均已消失，尽管这种巨大变动，改造了整个沉积景观，但在统一大沉降背景下依旧有多个沉降中心，其范围基本与断陷区一

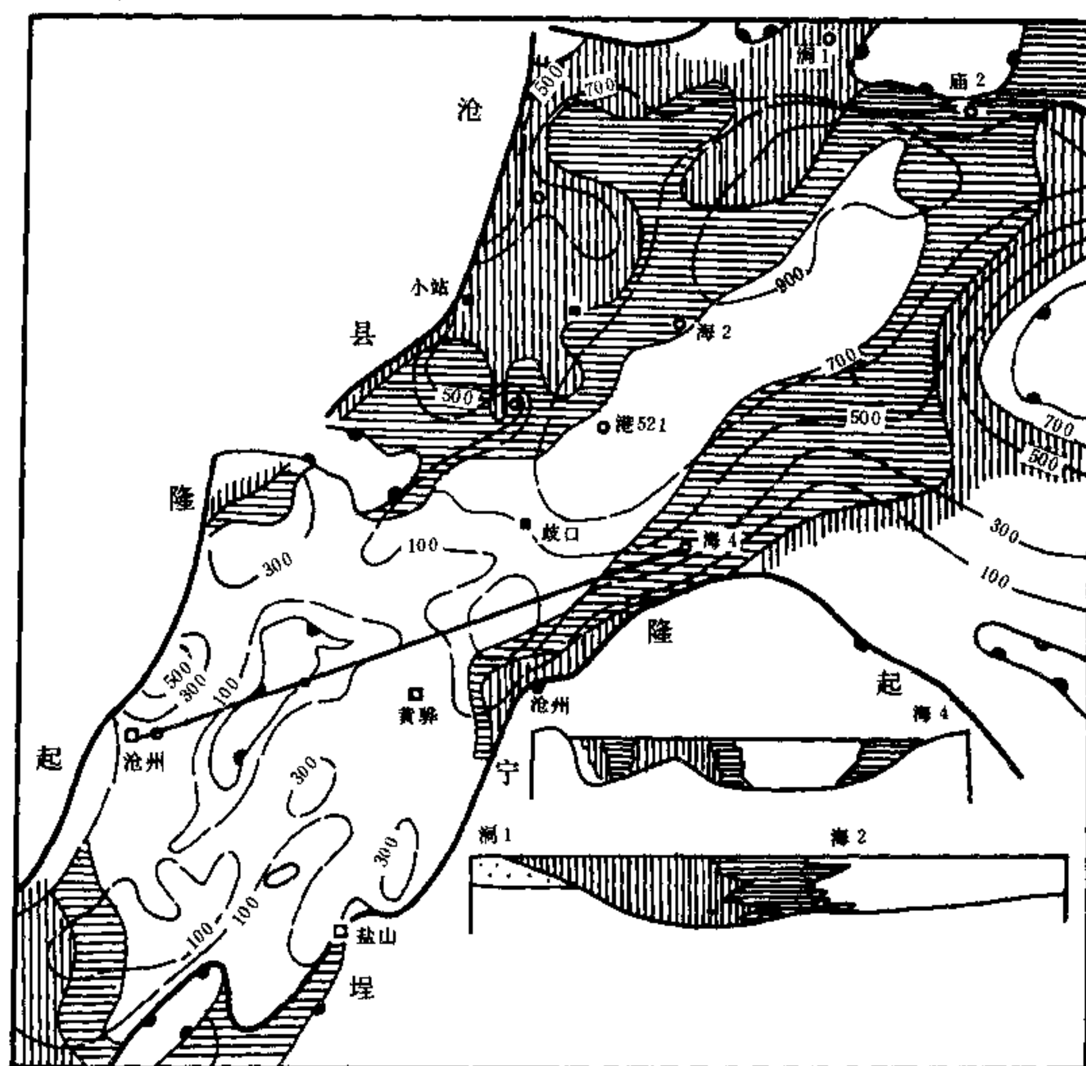


图 3-9　黄骅坳陷下第三系东营组二—三段岩相图

图例同图 3-5

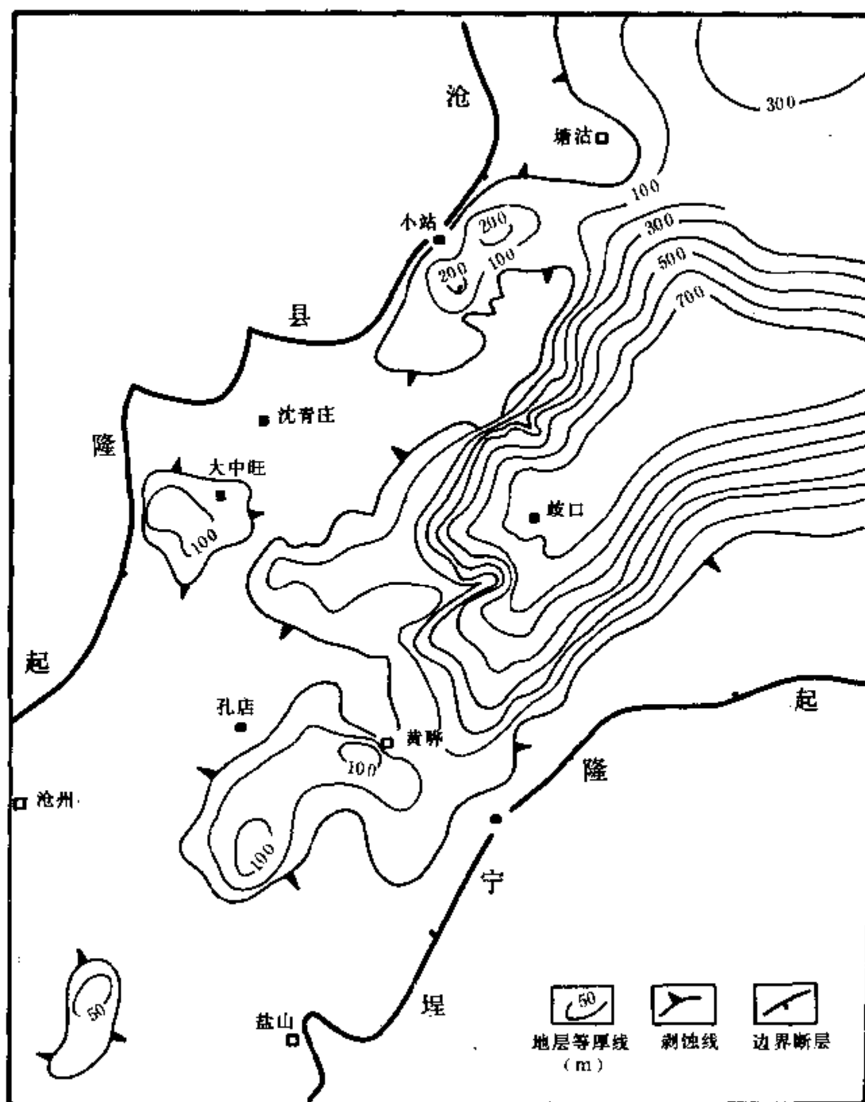


图 3-10 黄骅坳陷下第三系东营组一段残余厚度等值线图

致。黄骅坳陷就是晚第三纪期的这种沉降中心之一，它与渤海沿岸各断陷区同步进入坳陷发展阶段。

1.坳陷早期（馆陶期）

馆陶组沉积以粗碎屑为主，是旋回早期碎屑供给充分的反映，展示出河流横溢，百川分流的沉积景观。砾岩相主要分布于坳陷西北角的北大港、塘沽、北塘一线，向西、南、东三个方向变细。燕山物源依旧控制区内的沉积。

2.坳陷中晚期（明化镇期）

明化镇组厚度占上第三系地层厚度的 2/3 以上，为一反旋回。明下段以紫红色泥质沉积为主，厚度占明化镇组的一半以上，故此期是坳陷主要发展期，沉降范围进一步扩展。沧县、埕宁隆起的大部分亦被披覆，蚀源区后移，冲积平原扩展，河道纵横成网，呈现出泛滥平原为主的交织网状河流沉积景观。明上期，河流作用增强，沉积变粗，遭受侵蚀，结束了

这一旋回。

第三节 第三系沉积环境

黄骅坳陷第三系河湖相沉积有多种碎屑体系和丰富多采的砂体类型，依其形成层序自老而新计有：①盆缘冲积扇系；②近岸一深水密度流系；③沿岸三角洲、滩、坝系；④大陆冲积系等四大沉积体系。包括①冲积扇；②近岸水下扇；③深水浊积扇；④深水密度流水道砂；⑤波浪三角洲（破坏型）；⑥近源河流三角洲（建设型）；⑦堡沙坝；⑧生物鲕滩；⑨网状及低曲河；⑩曲流交织河等十种砂体类型

一、盆缘冲积扇系

黄骅坳陷南部地区，孔店期为一走向北东的半地堑，四周为沧县、埕宁、孔店，东光等大小隆起所环抱，面积约1300平方公里。沉积上为一独立发展自成系统的内陆湖盆。孔一时期，区域构造隆升，湖盆水域缩小，沉积了一套红色碎屑岩夹蒸发岩建造序列，受古地形及主要陆源控制，其宏观沉积相带展布为：沧东凹陷为沉积、沉降中心，沉积以红色泥质岩和暗色膏泥、泥膏盐岩为主，向外相变为红、绿杂色泥质岩及砂屑岩相带；粗碎屑相带沿边界断裂下降侧分布，呈舌状或裙边状扇体，发育于盆地东侧；蒸发岩沉积，早期呈分散状分布，晚期集中于沧东凹陷。

生物化石主要有以麻黄属为代表的孢粉组合，麻黄属为喜干旱的矮灌木植物，它的繁盛反映气候干燥炎热，蒸发系数大，石膏等蒸发岩易于富集成层；介形类是以美星介为代表的组合，所含属种为现代淡水至低盐水域及新生代陆相盆地沉积中常见典型陆相介形类。

1.冲积扇

孔一段冲积扇群，空间上沿徐一黑凸起西翼下降侧分布，主扇体北部可能与顺南皮凹陷东北而来的洪水有关，因受孔店凸起的断裂控制，呈北东—南西向或近东西向展布，消失于沧东—南皮凹陷东翼。其沉积剖面具红、粗、厚特点。成因与层序组成自下而上为（图3-11）：第一，含砾泥岩与块状混杂砂砾岩段。此段含砾泥岩与上覆砂砾岩无明显冲刷现象，而是自下而上砾石急增，成分主要为燧石、石英岩及火成岩块，砾径3～6厘米，次为泥砾，砾径最大4～6厘米，为紫红、灰绿色砂质泥岩岩屑，此段岩性混杂，结构无序，厚1～1.5米；第二，递变段及块状砂砾岩段。主要由砂砾岩、含砾中粗砂岩组成，向上为块状中细砂岩，顶部出现直线斜层理；第三，块状、交错层状砂岩段，本段下部以块状中细砂岩为主，向上变为粉细砂岩，交错层发育。以上两段复合层组厚约4米；第四，块状、疙瘩状红色泥岩段。泥岩虽无层理，但有钙质团块、结核及灰绿色花斑构造。此段厚度变化大，从小于1米至大于4米。单一完整层序的综合厚度一般5米左右。不完整层序厚度可达10～20米。

综上所述，第一、二段的岩相序列，代表洪水水流能量由盛而衰的沉积结果。当携带大量陆源碎屑的洪水沿盆地东坡沟谷进入盆地后，由于坡度突然变缓，能量迅速释放，泥流、碎屑流很快堆积，来不及分选而形成混杂砂砾岩层及泥流层。砂砾俱下，混杂沉积之后，但仍具有高密度的洪水流，继续向下流动并伴随沉积，形成少量具粗尾递变层理的砂砾岩段及块状砂层沉积，此后水流密度降低，受盆地内地形及其堆积物影响而产生水道分支现象，并呈放射状向下倾方向散开，沉积了河道作用为主的交错层状砂岩层，此为扇中网状河道沉积，泥流、碎屑流为扇根充填堆积。由于各分支河道在时间、空间上变化频繁，纵向上形成

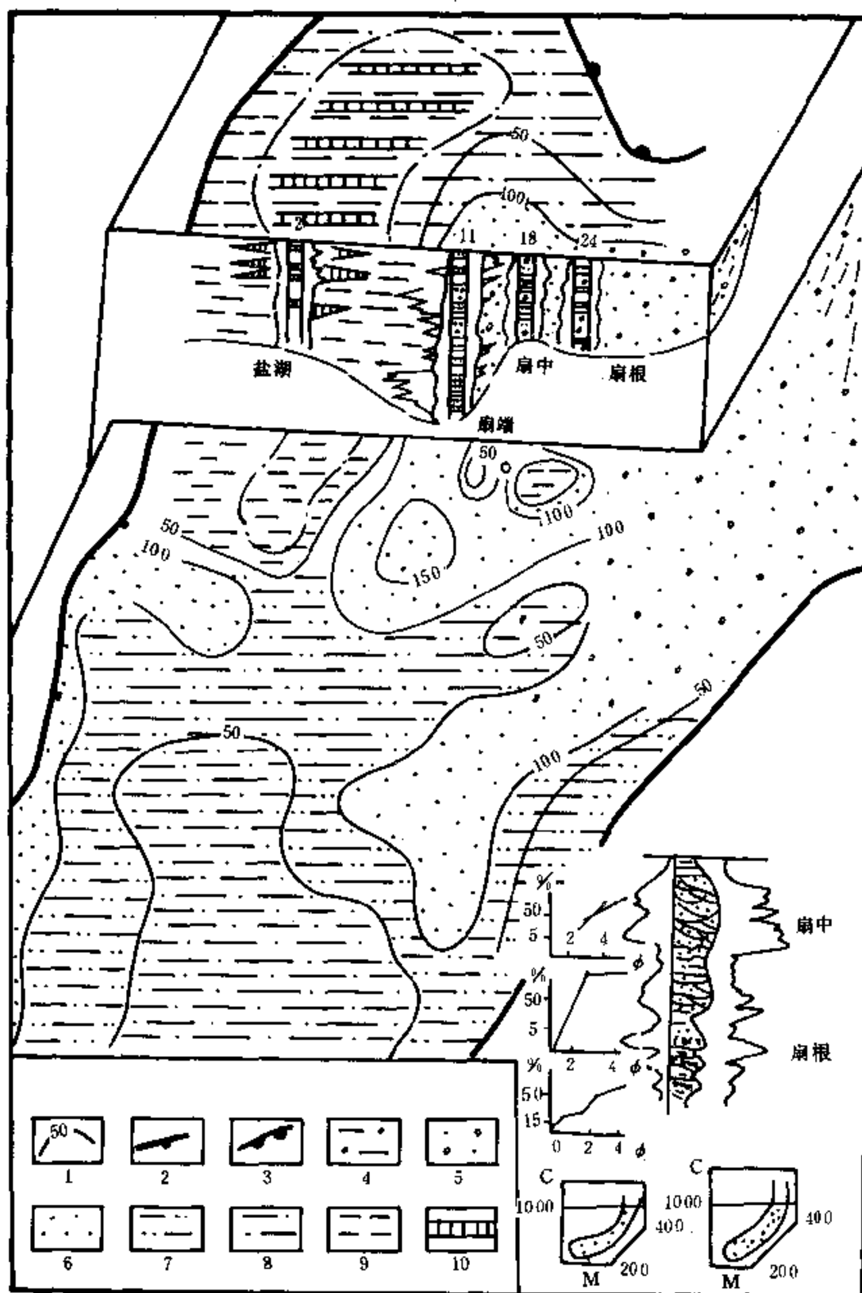


图 3-11　黄骅坳陷南部孔一段沉积环境图

1—砂岩等厚线（m）；2—边界断层；3—剥蚀线；4—泥砾区；5—砂砾区；
6—砂区；7—泥砂区；8—砂泥区；9—泥区；10—泥膏盐区

厚层叠置的河道砂岩与泛滥平原沉积交互的剖面形式，扇中区之外，河流渠道基本消失，水体呈席状漫流形式扩散，形成以光滑平坦的粉砂、泥粉砂为主的泛滥盆地堆积。当出现河流洪水不断增强的情况时，冲积扇下部可形成反旋回剖面形式，如孔一段中下部剖面，在沿地层倾向的地震剖面上可清楚见到前积下超结构。反之，当洪水逐渐减弱或河道转移废弃，则沉积为向上变细变薄的正旋回剖面，如孔一段上部剖面。当然，对一单成因层序，上述旋

回、韵律结构可作洪水能量变化解释，即所谓内因机制旋回或韵律。对数百米厚的旋回剖面，则应归因于区域构造周期性活动的结果，即所谓外因机制旋回。限于沉积单元的可分性，我们在地层剖面上所能识别的沉积单元，一般均属后一种旋回机制。

碎屑层粒度分布在 C–M 图上有明显特征。C 值变化大，从 120 微米至 3400 微米；M 值由 42 微米至 300 微米，各种粒级都有，组成明显图形。以 PQ、QR 两段为主，属暂时性洪水沉积。概率图主要有两种图形，即多折线非正态分布式和二段式正态分布型。表明泥流、碎屑流与河流沉积作用为主的过程，特别是泥流、碎屑流沉积作用及其堆积物，是我们判别古冲积扇沉积的重要标志，在干旱气候条件下，这类沉积一般属扇上部，而河流沉积物属扇的中下部。

2.膏盐湖

孔一段盐类沉积主要为暗色膏泥岩、泥膏岩、薄层硬石膏，次为薄层泥灰岩。有两种类型的剖面：一为连续大段暗色膏泥、泥膏岩、硬石膏与灰绿、灰色泥岩组成的韵律层；一为暗色膏盐层分散于大段红色砂、泥岩剖面中。前者层位属孔一段上部，空间上以沧东凹陷为主要分布区，次为王官屯—小集区。据官 901 井岩芯分析其层序，下部为灰绿色、灰色钙质泥岩，泥灰岩间夹介形虫碎屑灰岩薄层；中部为深灰色泥页岩与膏泥、泥膏盐，硬石膏纹层状韵律层；上部为灰绿，紫红色泥岩与钙质砂岩薄层间互段；这三段岩性，在空间上分属盐湖相的远离冲积扇区的湖滩相和湖中心相两个沉积环境。

(1) 湖滩相　以沉积剖面夹有含生物碎屑鲕灰岩、钙质砂岩层为标志，与灰绿色泥岩共生，泥岩含植物茎叶碳化碎屑，上部出现湖盆收缩期滩沉积的氧化相紫红色泥质沉积，且与上覆沙河街组为不整合接触。

(2) 湖中心相　具暗色纹层状韵律结构，反映季节干湿变化。一般蒸发盐类沉积分三个盐化阶段。准盐化阶段主要沉积石膏、硬石膏与淤泥质组成的韵律层。故孔一段上部沧东凹陷区属于准盐化阶段的盐湖区。

二、近岸—深水密度流系

沙河街沉积期，是形成黄骅坳陷含油建造的重要地质时期，也是湖盆处于以断裂拉张活动为主的阶段。在燕山主要物源的配合下，密度流性质的碎屑堆积体现得相当突出，在一定程度上影响并控制了湖盆中北部沙河街组储油岩的类型与分布，目前于沙河街组已发现的储油砂体多属密度流沉积类型。如高尚堡地区沙三段的近岸水下扇砂体；北大港区沙三段深水浊积扇砂体；板桥、马棚口地区沙一段下部深水密度流水道砂体等。由于这些砂体的分布往往近油源，与盆内二级断裂伴生，故而形成油气藏的机率很高，引起石油勘探人员和沉积学研究者的广泛重视，近 20 年来随着石油勘探事业的迅速发展，对今、古密度流沉积研究更加广泛深入，不少典型例证和优秀理论文献大量涌现，提供了辨认这类沉积物的依据。依据沉积层序、岩性、粒度分布等特征，坳陷内密度流沉积有三种类型，即深水浊积扇，深水密度流砂体和近岸水下扇体。这三种密度流沉积体在时间、空间上的分布与湖盆地质背景条件及其演变密切相关。

1.密度流沉积的区域地质背景

坳陷中—北区介于燕山褶皱带与埕宁隆起带之间，区内凹陷计有板桥、歧口、北塘、南堡凹陷，该区是沙河街期湖盆的主体部位，沉积巨厚，一般大于 1500 米，厚度中心多沿大断裂下降侧分布。沉积物以暗色砂、泥岩为主，碎屑供给来自周边隆起区，但以北部燕山区为主，形成沈青庄、小站、塘沽、涧河、高尚堡、柳赞等多处陆源入口处。推测涧河凹陷为

沉积同期的大峡谷，大量碎屑物通过它注入湖盆。密度流沉积主要分布于中北区，客观上反映了该区具有紧邻活跃的物源区，边界断裂活动性强，持续快速下陷，凹陷内水体较深等地质背景条件，这些条件导致碎屑物的搬运为山区网状洪水直泄入湖，形成密度流砂体沉积。沙三段沉积已见多处近岸水下扇和湖底浊积扇沉积体；沙一期，随着湖盆的继续扩张，沉降中心向心转移，自北而南，由西向东，向歧口凹陷中心移动，湖盆扩大了，湖底地形相对显得复杂。入湖后的密度流受水下地形控制，特别是断槽洼地的控制，形成沿二级断裂走向延伸，分布于断凹低部的密度流水道砂体沉积。

2.密度流沉积类型

(1) 深水浊积扇　此类沉积岩一般位于湖盆深凹部位，以大套灰黑、深灰色泥岩间夹成组砂、泥互层韵律段为特征，层序上具较清楚的鲍马序列，平面形态呈舌状或扇形，北大港区沙三段中上部的砂体即属此种类型。

1) 层序特征。据港中 8−55（图 3−12）和 7−59 井岩芯剖面，其岩相序列自下而上可概括为以下几种:

①递变段（*A* 段），为递变层理中、细砂岩，有时含砾，结构混杂，分选差。底部偶见冲刷、刻压痕，与下伏岩层呈突变接触，一般厚 15～30 厘米。

②下水平段（*B* 段），主要为断续水平纹理细砂岩，但有时纹理不明显而呈块状砂岩，分选性逐渐变好，与下伏 A 段为过渡关系，不易区分，一般厚 2～80 厘米。

③混杂段和水流波痕，变形层理段（*C* 段），本段岩性较杂，由混杂的含泥块状含砾粉细砂岩组成，具杂基结构，分选极差，常含有大量灰色泥岩扯裂片和含泥白云岩砾石，可能为滑塌岩类，但有时为滑动变形层理或水流波痕交错层理粉砂岩，可见到重力滑动断层，与下伏 B 段往往为突变接触，但亦有渐变接触者，一般厚数厘米～1.4 米以上。

④上水平段（*D* 段），为由灰色泥质粉砂岩和深灰色粉砂质泥岩频繁间互组成的水平纹层段，一般厚 2～30 厘米。

⑤暗色泥页岩段（*E* 段），主要由深灰色泥岩组成，局部显水平纹理，含鱼化石。

上述五个层段在沉积剖面中一般发育不完全，实际上很少见到连续完整的序列，常不同程度地缺失顶段或底段，这与剖面所处位置不同或与其后的浊流冲刷侵蚀有关。港中 8−55 与港中 7−59 井岩芯剖面中，*A*、*B* 段出现率高，*C*、*D* 段薄且出现少。

2) 粒度分布特征

①C−M 图特征，粒度分布范围 C 值为 200～2000 微米，M 值为 60～350 微米，图形以 C 值 1000 微米线为界分上下两段，上段粒度粗，点少且分散，为次要部分，平行 C 轴分布，即 M 值变化不大，C 值变化大，说明底部有滚动搬运颗粒存在，下段为图形的主要部分，沿 C=M 基线分布，其 C／M 比值为 4。上述图形和结构参数特征表明，这种浊流可能与断陷湖盆构造活动有关，由于同生断层活动所形成陡坡滑塌再沉积作用而产生，所谓“滑塌浊流”。本区 C−M 图形与 P.H.库宁等人从水槽实验推算，大西洋现代深水浊流与温图拉盆地上新统典型浊积岩所得 C−M 图形类似。但它们的图形较窄，C／M 比值为 2.3，表示分选较好，而且无滚动搬运颗粒存在。

②概率曲线特征，大于 0Φ 的粒级基本呈一条平缓向上微凸的曲线，表明颗粒属悬浮搬运状态的沉积，其最大悬浮颗粒可达−1Φ，表明底部扰动能量较大，曲线斜率一般为 20°～30°，表明分选差。垂向上，从递变段到水流波痕段，其概率曲线均为同一类型，为单一悬浮总体，但自下而上粒级由粗变细，曲线逐渐变陡，反映分选变好。概率曲线所反映的水

动力条件，与上述C—M图是一致的，搬运几乎全呈悬浮状态，流体密度大，底部扰动能量强。

3）岩矿特征。据岩芯薄片观察，深水浊积扇砂岩的岩矿特征为：成分上皆属石英质岩屑砂岩或混合砂岩；岩石结构成熟度低，其粒度标准偏差平均为1.41（据R.L.福克分选性分类），表明分选差。其中*C*段的混杂岩标准偏差可达2，分选极差；各种粒级岩石中皆含有一定数量的泥钙质基质，一般10～15%，而*C*段混杂岩中可达20%左右，属泥基支撑的杂基结构；砂岩中偶见外来鲕粒、内碎屑、生物碎屑以及颗粒状海绿石。这些特征表明属水下快速堆积物。

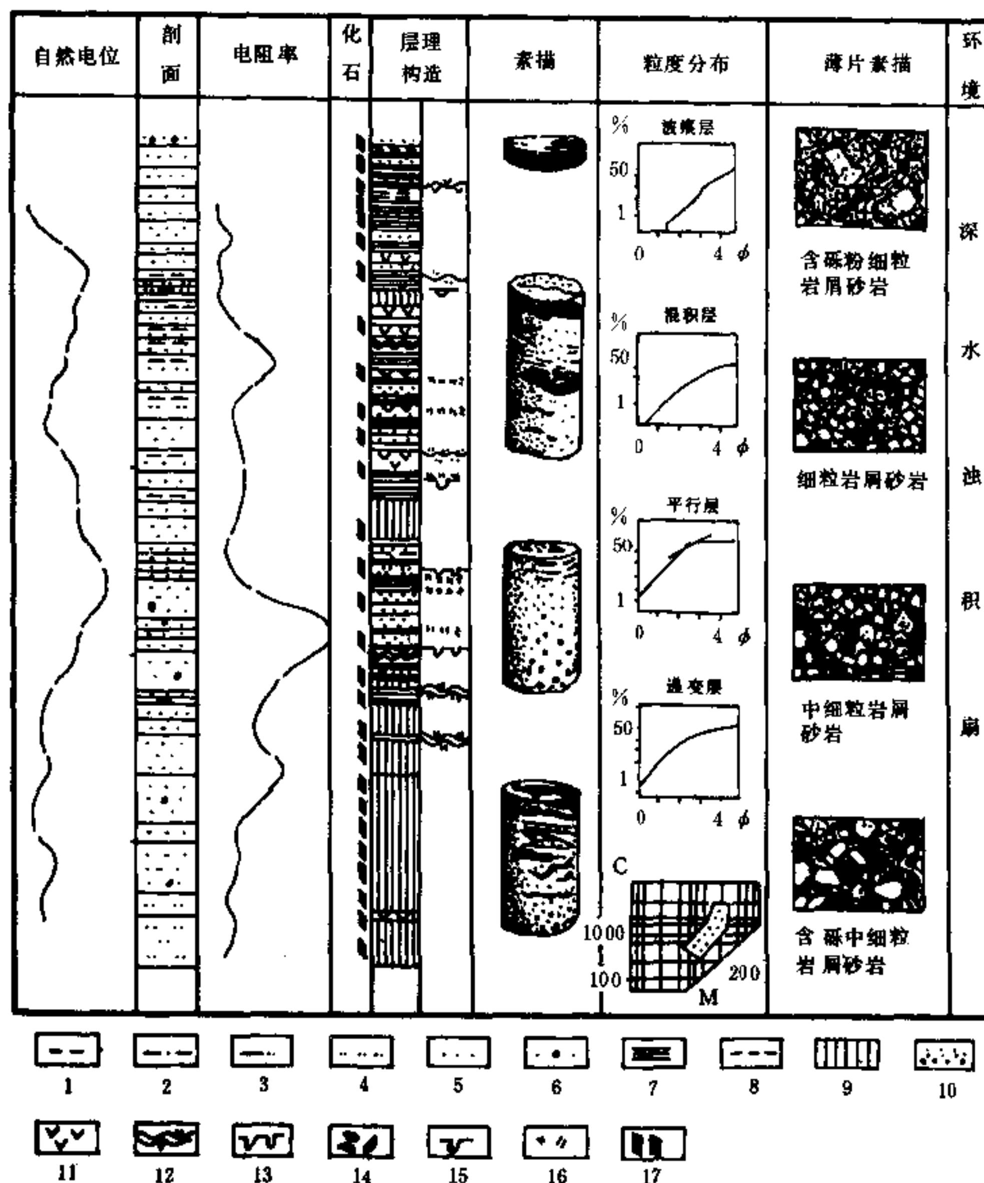


图3-12 港中8-55井沙三段岩芯相剖面图

1—泥岩；2—砂质泥岩；3—泥质粉砂岩；4—粉砂岩；5—砂岩；6—砂质砾岩；7—平行层理；8—断续平行层理；9—块状层理；10—递变层理；11—波痕；12—变形层理；13—负荷模；14—扯裂片；15—虫穴；16—液化构造；17—碳屑

4）砂体平面、剖面特征。沙三段中、上部砂岩为一自北东向南西散开的扇形体；剖面形态为底平上凸的透镜体状，钻井控制面积已达近 200 平方公里，其东界尚不清（图3–13）。这类砂体远离湖岸，常位于湖盆内部地形较平缓的深凹部位。其上源方向，推测有近岸快速堆积体存在，根据其清楚的鲍马序列及滑动滑塌现象，判断其沉积物主要以整体悬浮搬运方式为主。是在不稳定斜坡背景下，由于沉积物大量堆积，加外界诱发因素，如断裂活动等，发生滑动、滑塌而形成高密度浊流，沿湖底低地形流动，最终停积于位能最低的深水区，由于其总的形状呈扇形，故称之为深水浊积扇。

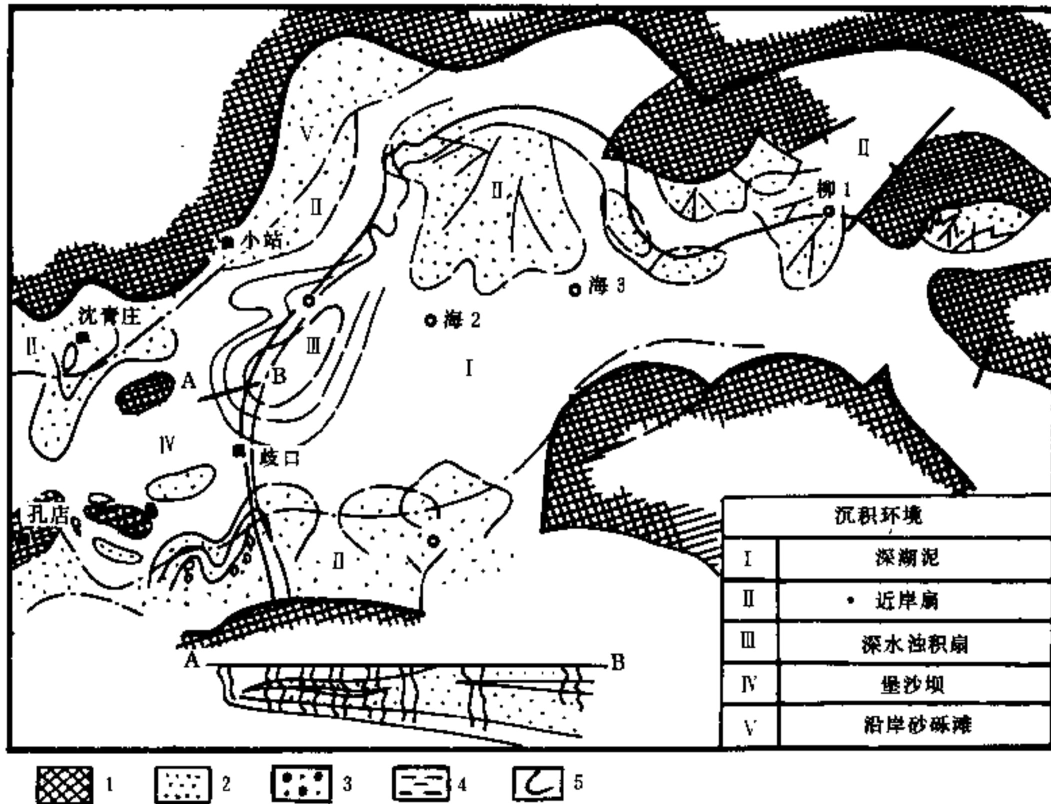


图 3–13　黄骅坳陷中、北区沙三段中上部沉积环境图

1—剥蚀区；2—砂体；3—含砾砂体；4—泥区；5—砂体等厚线（m）

（2）深水密度流水道砂体　分布在古隆起附近凹槽的边缘，为一系列定向排列的透镜体，以港深 5–5 井岩芯剖面（图 3–14）为例，其沉积特征如下。

1）层序特征。沉积剖面为大段深灰、黑灰色泥岩间夹厚约 50 米的成组块状砂岩，常组成下细上粗、下薄上厚的反旋回沉积序列。自下而上描述于下：

①灰黑色纹层状泥岩相。化石稀少，介形虫沿纹层面分布，并含大量分散状黄铁矿，具硫化氢污染现象，应属停滞深水区沉积。

②灰白色水流波痕纹理粉砂岩相，厚 3～5 厘米，有时尚见薄层水平纹理泥质粉砂岩覆于其上，构成类似鲍马序列的 C、D 段组合。

③递变层理或水平纹理粉细砂岩和水流波痕纹理粉砂岩相，底部具负荷构造，厚 30～60 厘米。

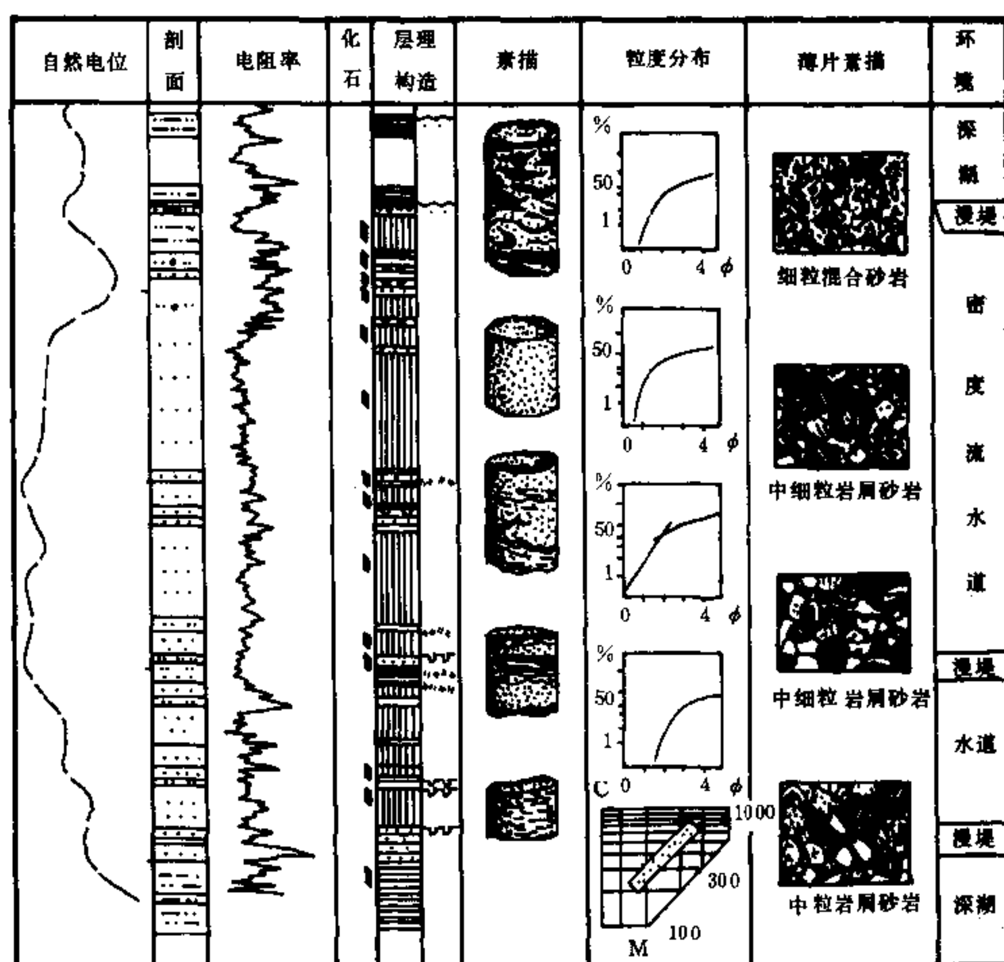


图 3-14　北大港马西港深 5-5 井沙一段下部岩芯相剖面图

图例同图 3-12

上述两种岩相应属低密度浊流水下漫堤性堆积。

④具液化构造的块状砂岩相，一般为块状细砂岩，底具明显的负荷构造，向上粒度逐渐变细，并显示碟状构造和水平纹理或变形纹理，顶与上覆泥岩呈突变接触，其单一层序与颗粒流和液化流砂岩沉积相模式相同。

⑤块状中细粒砂岩相，底部粒度变粗，显示递变性质，并具负荷构造，有时尚见有泥岩扯裂片分布，单层厚 0.5～2 米，最厚达 6 米，属颗粒流性质的砂岩沉积。

⑥块状混杂岩相。主要由泥岩、泥质粉砂岩的扯裂片组成，其间混以砂砾颗粒和泥质，可能属滑塌作用产物。

上述沉积序列中，④—⑥属密度流水道内的沉积。整个沉积序列一般是完整反旋回沉积模式，实际剖面中一般发育不完整，常为多个不完整序列的重叠形式。反旋回沉积序列的剖面，一般位于水道边侧，系水道侧向漫溢沉积。正旋回沉积序列（如港深 14 井剖面），属水道中心部位，其向上变细趋势，反映水道逐渐充填或转移废弃的过程。

2）粒度分布特征

①C−M 图特征，为一平行于 C＝M 基线的长条状图形，是典型密度流图式，其粒级范

围 C 值为 250～700 微米，M 值为 90～250 微米，C／M 比值 2.7，而且样点密集，图形狭窄，粒级较细，分选中等，与典型深水浊流（C／M 比值 2.3）相近。说明马棚口地区沙一段密度流沉积属长距离搬运的高密度流沉积。

②概率曲线特征，均为一 1／4 圆的弧形曲线，难于分出明显的总体，这种粒度分布特征反映沉积负载皆呈整体悬浮搬运，而且在能量降低时，由于重力分异而产生由粗到细，分选逐渐变好的沉积作用。

3）岩矿特征。据港深 5-5 井沙一段下部岩芯薄片观察，密度流水道砂岩主要为中细砂岩，岩矿成分与深水浊积扇砂岩相似，亦为石英质岩屑砂岩或混合砂岩。岩石的结构成熟度高，粒度标准偏差值为 0.84，即分选中等，而且基质含量低，一般皆少于 3%，属颗粒支撑类型。岩石中也常含有外来鲕粒，内碎屑及海绿石，而且数量较浊积扇砂岩多。表明水下成因和对沿岸或浅水沉积物的冲刷侵蚀作用。

4）砂体形态。密度流水道砂体在平面上常呈椭圆形或透镜体状沿凹槽分布，剖面上为底部下凸顶平的透镜体，侵蚀冲刷下伏泥岩层，表明属水下渠道搬运结果（图 3-15）。

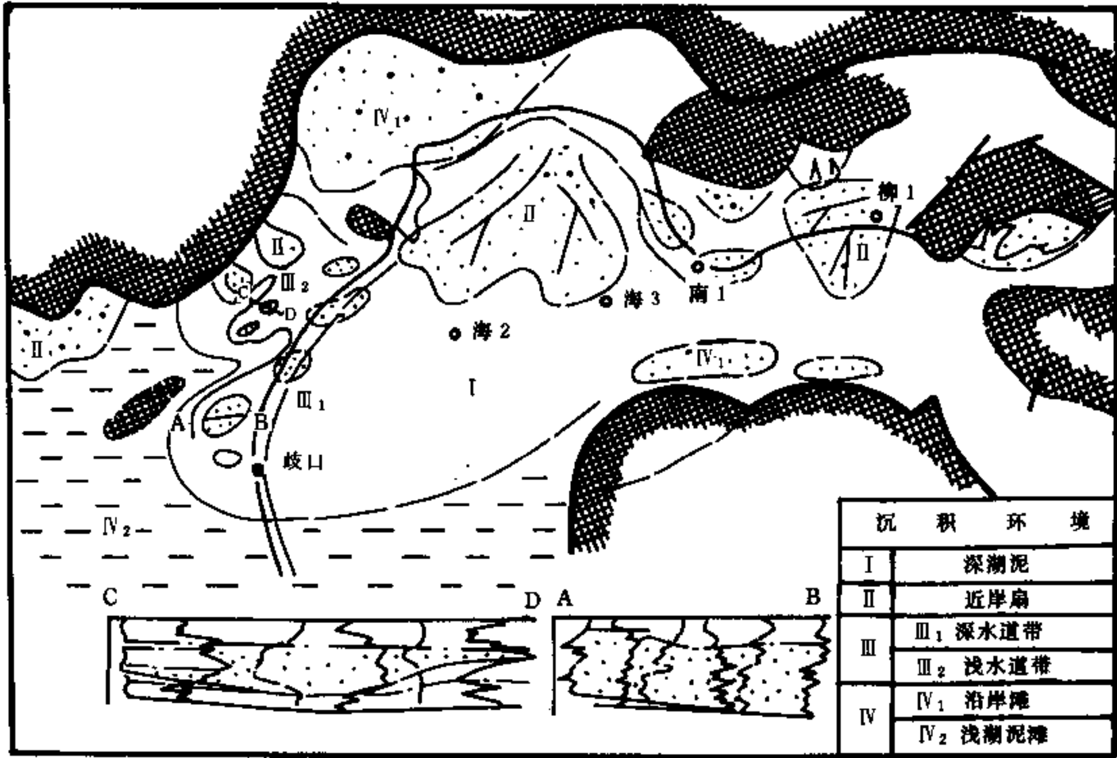


图 3-15 黄骅坳陷中北区沙一段下部沉积环境图

图例同图 3-13

据上述沉积特征推测，深水密度流的形成与山洪形成的洪水密度流或沿岸堆积体因滑动再搬运所引起的密度流有关，强烈扰动的密度流发生后，如果有水下沟谷存在，高密度流将沿此沟谷继续流动，而且随着搬运距离的延长，密度流能量的降低，粗粒碎屑物被沉积，高密度流可能转化为颗粒和液化流，继续支撑负载物呈“流沙”状向前移动，最终在湖底低凹处沉积下来形成块状砂岩为主的序列。当颗粒下沉时由于超孔隙压力所产生的液化流作用而形

成碟状构造。如果密度流的强度和数量增大便可溢出水道形成低密度流的漫堤沉积。密度流的多次暴发涌流，形成砂岩层的多次叠加充填，产生了一系列定向排列的透镜状砂体。这种水道型砂体可与北美西部岸外地区现代深水水道砂（如 Cascadia 水道砂）类比。

3.近岸水下扇砂体

近岸水下扇砂体是指沿湖或海岸峡谷冲入水体的冲积体沉积。有的属冲积锥体。控制湖泊沉积的主要因素是地形与气候，而湖岸地形直接影响沿岸碎屑堆积方式和砂体类型。如我国长江中下游地区和云南地区的现代湖泊地形条件不同，其碎屑沉积类型也不相同。地形的差异，实质是构造稳定性不同的反映。黄骅坳陷沙河街期湖盆与周围山地或隆起分界的断裂活动强烈，尤以北部为甚，燕山山区强烈上升，地形复杂，风化侵蚀，碎屑供给充足。山洪携带大量碎屑物沿陡峻地形或沟壑冲流入湖，形成近岸冲积体堆积。由于湖盆内各凹陷属北陡南缓、西陡东缓的半地堑，故深水区常靠近北、西一侧湖岸带，沿岸冲积体的大部或全部均没入水下，由于边界断裂具生长性，沉降速率总体上要大于沉积速率，使得这类沉积能以同样方式堆积并得以保存。

（1）层序特征　以坳陷北部高尚堡高 5 井沙三段中部岩芯剖面为例，描述如下（图 3−16）：

1）灰色泥岩相。一般块状，局部具水平纹理，含少量介形类、鱼鳞及腹足类化石，偶见碳化植物碎屑富集于层面。属水体较安静环境沉积。

2）灰绿色块状砂质泥岩相。砂粒有时显示递变性质，并有生物扰动痕迹。厚 0.5～1 米，为扇前或扇间沉积。

3）灰、灰绿色断续水平纹理细砂岩，波状交错层理粉砂岩和水平纹理泥粉砂岩组成的韵律沉积岩。见少量生物扰动构造和中小型垂直或斜交潜穴。单个韵律的厚度为 5～15 厘米，属低密度流的扇端沉积。

4）块状和断续水平纹理中细砂岩相，与下伏泥岩呈突变接触，厚 0.3～1 米。

5）块状砂砾岩相，递变层理砾状砂岩相，和不明显—明显交错层砂岩相组成的正韵律沉积，与下伏岩层为冲刷侵蚀接触。厚 0.5～1.5 米。

上述两个层段属扇中、上部网状河道沉积。

此类层序是由近岸水下扇的前积作用形成。扇端和扇中依次自下而上前积到湖盆泥之上。下粗上细的正旋回序列，是由于扇的退积作用或转移废弃而形成。如递变层理砂砾岩或交错层砂岩和块状砾状砂岩直接与湖盆泥或扇间沉积呈冲刷接触的沉积序列即属此类旋回，为水下切割水道沉积。

（2）粒度分布特征

1）C−M 图特征，其图形，可分 P−Q−R 段，其中 PQ 滚动段，C 值为 1000～7000 微米，M 值为 3000～700 微米，粒级粗；QR 递变悬浮段，C 值为 1000～200 微米，M 值为 50～5000 微米，C_s ● 为 1000 微米，粒级间距和底部扰动系数都较大，而且 QR 段发育，说明属密度流沉积，在此动力条件下连细砾级颗粒亦被卷入悬浮体中。

2）概率曲线特征。不同层理类型的砂岩其曲线特征不同，归纳起来主要有下列几类：

①交错层理含砾中粗砂岩，其曲线由三个总体组成，但分异不明显，各总体分选均差，截点粗，牵引总体砾石级含量较多，这些特征是近源，坡度大，水流急的洪水水流特点。

●C_S代表底部最大扰动指数（微米）。

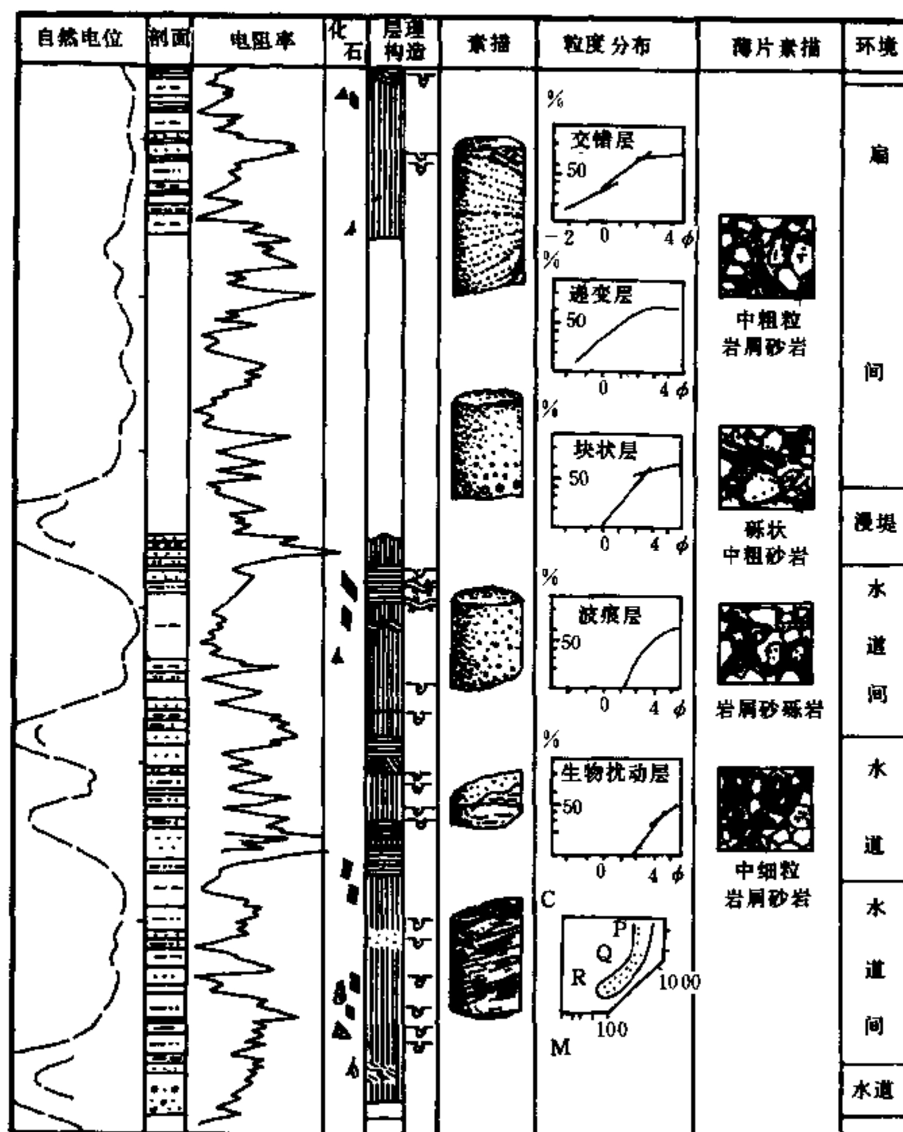


图 3-16　高尚堡构造高 5 井沙三段岩芯相剖面图

图例同图 3-12

②递变层理砾状砂岩，曲线呈上凸弧形，无明确截点，难于分出各总体，其另一种曲线基本为一斜线，即为分选很差的单一悬浮总体，系能量大的密度流沉积。

③块状层理中细砂岩，曲线由两个总体组成，截点明显，S 为 2～2.5Φ，悬浮总体占 20～35%。可能属颗粒流类型沉积。

④波状交错层理粉细砂岩的曲线为上凸弧形，反映沉积物处于悬浮状态，属低密度浊流沉积。

上述粒度分布图形与特征十分类似于陆上冲积扇和湖底浊积扇类型，属高密度流搬运沉积。实践表明，目前广为采用的粒度分析方法，对区分密度流与牵引流沉积效果很好，是主要手段之一。

(3) 岩矿特征

1）成分上，砂岩和砾状砂岩的岩屑含量相当高，平均可达 50～60%，最高可达 80%。岩屑成分复杂，常见者为酸性、中基性喷出岩，花岗岩和粉砂岩等，有时甚至可见砾石级的长石斑晶，反映其近物源。岩石类型以岩屑砂岩为主。

2）岩石结构成熟度亦较低，岩石粒度的标准偏差平均值为 1.04，分选差，但泥质含量较低，一般为 3～5%，属颗粒支撑的混杂结构类型。

3）中细粒砂岩中偶见颗粒状和具裂纹颗粒状的原生海绿石，为近岸扇的水下成因提供了旁证。

4）垂向上，随着粒级的变细，岩屑含量减少，分选性变好，这与平面上的岩性变化是一致的，即从扇的中上部向扇的下部变好。

(4) 砂体形态特征　高尚堡地区沙三段中、下部砂体等厚图表明，舌状碎屑体主要分布于柏各庄东断层下降侧的柳赞地区，及柏各庄东断层与西南庄断层相交处。背靠古老花岗岩隆起。砂体横剖面上，单砂层均为透镜状，侧向岩性变化大。

综合各种特征分析，近岸水下扇可能是山区洪水携带大量陆源物质急流入湖所形成的扇形堆积体，其明显的切割水道特征，正、反旋回序列中的各种粗粒层均为正韵律结构；入湖后的密度流主要呈递变悬浮和滚动状态进行搬运，在扇中网状水道中堆积了递变层理砾状砂岩、块状砂岩等；扇端部分则为低密度的浊流沉积，与湖底浊积扇之区别在于滑塌构造和混杂岩不发育，而交错层砂岩较多见，并因蓄水体相对较浅，或洪水的密度不大而显示冲积性质的沉积特点，故名为近岸水下扇。

上述三种密度流沉积类型，在高尚堡地区近岸水下扇沉积中均有表现。不论从沉积层序、沉积结构及水动力标志，还是各种密度流之间的沉积对比来看，均具有不同支撑机理的重力块体搬运方式，是典型的密度流沉积。是黄骅坳陷沙河街期沉积特征的典型代表。

三、沿岸三角洲、滩、坝系

黄骅坳陷湖盆发育阶段形成的另一碎屑体系，是沿岸牵引流作用下的各类型砂体，主要有沿岸滩、坝及三角洲砂体，与沉积时总的古气候、古构造、古地貌及区域构造活动有关。

1.堡沙坝

以坳陷中部南大港区沙三段上部沉积最为典型。

南大港区沙三段上部沉积时，湖盆内部分布有若干岛山残丘，其中孔店—羊三木残丘位于歧北、歧南两凹陷带的西段，并以缓坡衔接，残丘的风化产物经暴雨溪流，短途搬运，沉积于岛岸及湖湾一带，又经风浪不断改造形成沿岸沙嘴、沙坝，再进一步形成堡沙坝分隔了歧北、歧南的水域，使歧南成为闭塞湖盆。

(1) 层序特征　沉积厚度较大，该区沙三段上部砂组厚 50 多米，这类沉积的发育和保存，反映了快速沉降和充分补给的地质背景，主要由以下岩相组成大型反旋回层序组合（图 3-17）。

1）下部为深灰、黑灰色泥页岩间夹薄层泥白云岩。该段泥岩视电阻率基值较高，一般大于 3 欧姆米，且夹密集尖峰状高值层，属堡沙坝内缘封闭—半封闭湖湾相沉积。

2）中部为深灰、灰色泥粉砂岩、粉砂岩组成薄互层，富含钙质，部分为钙质胶结。波痕交错层发育，具多韵律特点，属堡砂坝内缘坡脚沉积亚相。

3）上部以厚层状灰白、浅灰色粉砂、砂岩为主与薄层灰色泥粉砂或粉砂岩组成反韵律层。自下向上韵律层数减少，砂岩单层厚度增大，粉砂、泥粉砂岩具明显波痕交错层理，砂岩具不明显低角度斜或平行层理，大多数为块状层。含生物介壳及鲕粒内碎屑。属堡沙坝主

体沉积。

4）顶部为绿灰，灰色泥岩，具不明显水平层理，富含介形类、腹足类化石。泥岩视电阻率基值低，小于3欧姆米。属堡沙坝外缘水进开阔湖泥沉积。

（2）粒度分布特征

1）C—M图点群十分集中，与滩沙特征类似，但粒级较粗，M值为140～250微米，C值为300～550微米，C／M比值1.8左右，分选好，属高能环境堆积。

2）概率图，以歧637井为例，单旋回层自下而上大体有三种类型：①坝边缘多折线段，或三段型，粗截点为2ϕ，细截点为3.75ϕ，以悬浮总体为主，含量占50%左右，牵引总体含量小于1%，跳跃总体不到50%，斜率50°～75°；②坝斜坡，以双跳跃图型为主，粗截点为1ϕ，细截点为3.3ϕ，跳跃总体含量大于70%，占绝对优势；③坝主体，以两段式和牵引总体仅占0.1%左右的三段式图型为主，粗截点为1ϕ，细截点3～3.5ϕ，跳跃总体含量大于70%，斜率大于60°。上述序列反映了由坝边缘向主体部位波浪簸扬作用不断增强的结果。

3）岩矿特征，石英占60%以上，岩屑含量10%左右，多为细粒岩屑质石英砂岩，长石石英砂岩两类，夹有含螺陆屑鲕灰岩层，砂岩中也常含有数量不等的生物鲕内碎屑。胶结物10%左右，多为泥、钙质。颗粒支撑，分选中—好。岩屑含量较高，说明具近源性质，但堡沙总的成熟度较高，与区内同期其它成因砂体相比较为明显，反映了沉积当时不同砂体环境再改造程度不同。

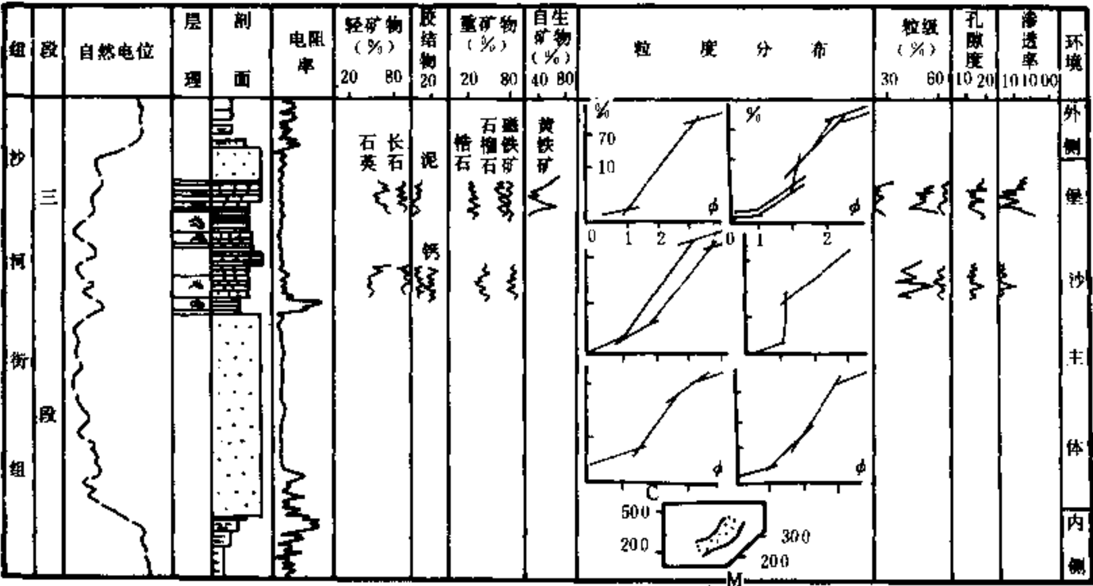


图3-17　王徐庄构造歧637井沙三段岩芯相剖面图

图例同图3-12

4）砂体形态特征。王徐庄沙三段堡沙坝呈北西西走向，为南大港同生断层切割，位于断层上升侧的砂体西段为面临北部开阔湖湾的坝沙沉积，厚度小，而分选好，可能与风的改造作用有关。位于断层下降侧的砂体东段为面向半封闭湾的坝沙沉积，厚度巨大，一般为西侧的三倍，但分选差，可能与下降侧沉积速度大，补给快，水的簸扬作用微弱，波能较低有关（图3-18）。

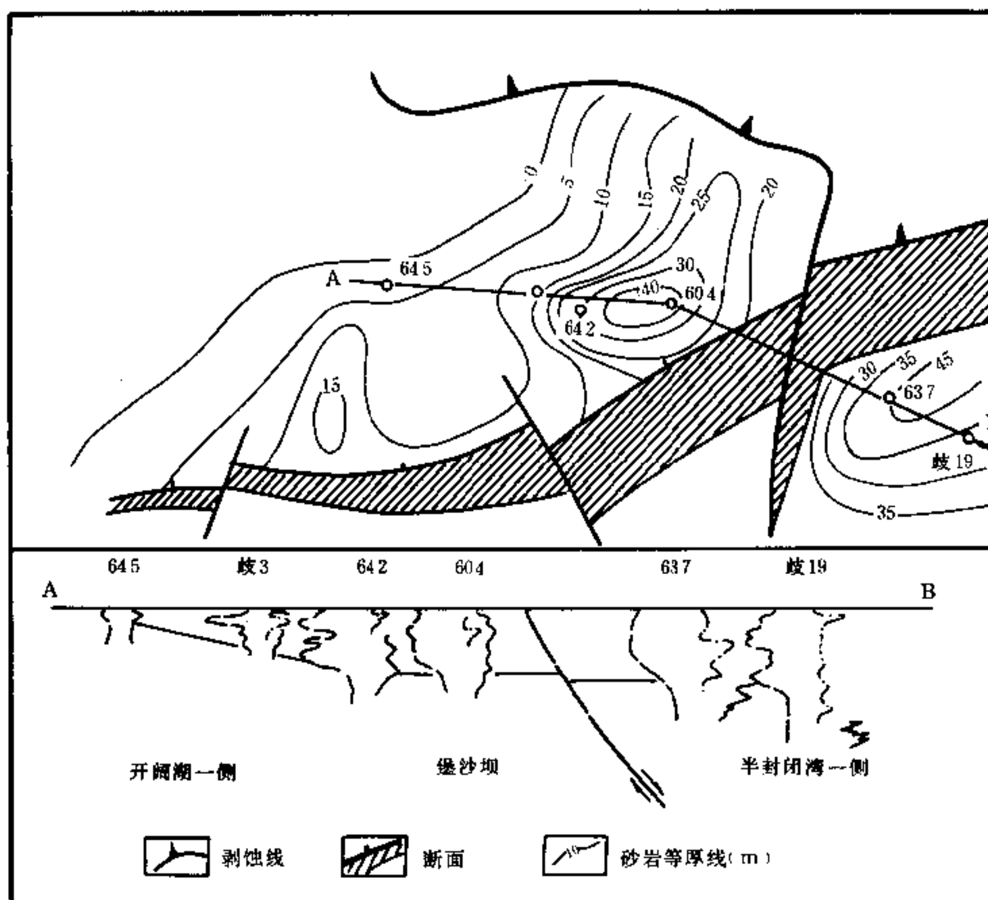


图 3-18 王徐庄沙三段上部堡砂形态图

2.粒屑灰岩滩

这类碳酸盐岩砂或异化学灰岩发育于沙河街组一段下部，湖盆中南部地区。分析其成因大体有以下四个条件：其一，古气候湿热，蒸发系数较大；其二，中南部地区沙一段时期区域构造活动性弱，两侧的沧县、埕宁隆起区大量古生界石灰岩溶解物，提供了充足的碳酸盐沉积物；其三，湖中多岛，自南而北有黑龙村—徐杨桥、孔店、港西等。因而湖岸地形复杂，多湖湾沟汊，波基面以上水域较广，有效波浪带广阔，水底扰动能量强，为粒屑的形成和富集提供了有利的水动力条件；其四是由于没有大量陆源物质输入，水体清浅，气候温暖，适宜水生生物繁衍，腹足类、介形类、藻类发育，其钙质壳体成为内源碎屑物的重要组成部分。

(1) 层序特征　粒屑灰岩是不整合在沙三段侵蚀面上的水进超覆沉积，剖面自下而上为生物—鲕亮晶灰岩、内碎屑灰岩、泥微晶灰岩、钙质页岩、油页岩组成的正旋回层，而粒屑灰岩段又具多韵律性。这套岩相组合稳定、分布广、可比性强。厚10～150米。

1) 亮晶生物—鲕灰岩。颗粒含量一般大于50%，颗粒类型比较复杂，有生物碎屑，鲕粒，及团粒内碎屑，以鲕粒为主，且以表鲕、生物鲕为多，粒径0.1～0.5毫米，生物碎屑大都为经分选磨蚀的螺屑、介屑及藻屑。胶结物为亮晶方解石，分选好，岩芯中可见波痕及微冲刷面（图3-19a）。

2) 泥晶内碎屑灰岩、泥晶生物碎屑灰岩。其颗粒含量较前一类少，为30～40%，有时

亦可大于 50%。碎屑成分主要是团粒、内碎屑，以砾屑和砂屑为主。团粒大小均匀，粒径 0.1 毫米。胶结物以泥晶方解石为主，分选中等，属中等波能条件下的内碎屑沉积（图 3-19b）。

3）含生物碎屑鲕粒泥晶灰岩。颗粒含量更少，一般小于 50%，颗粒比较混杂，常常是几种类型共生。主要是表鲕、生物碎屑、团粒及陆屑，粒径较小，一般为 0.1 毫米。生物化石保存比较完整，但大小混杂。岩石内常含有分散状黄铁矿及不明显水平纹层，显然是在低能条件下沉积而成（图 3-19c）。

4）泥晶灰岩或微晶白云岩，具有比较发育的水平纹层，不含生物化石，常与油页岩、钙质页岩、泥岩共生。主要分布于深洼区（图 3-19d）。

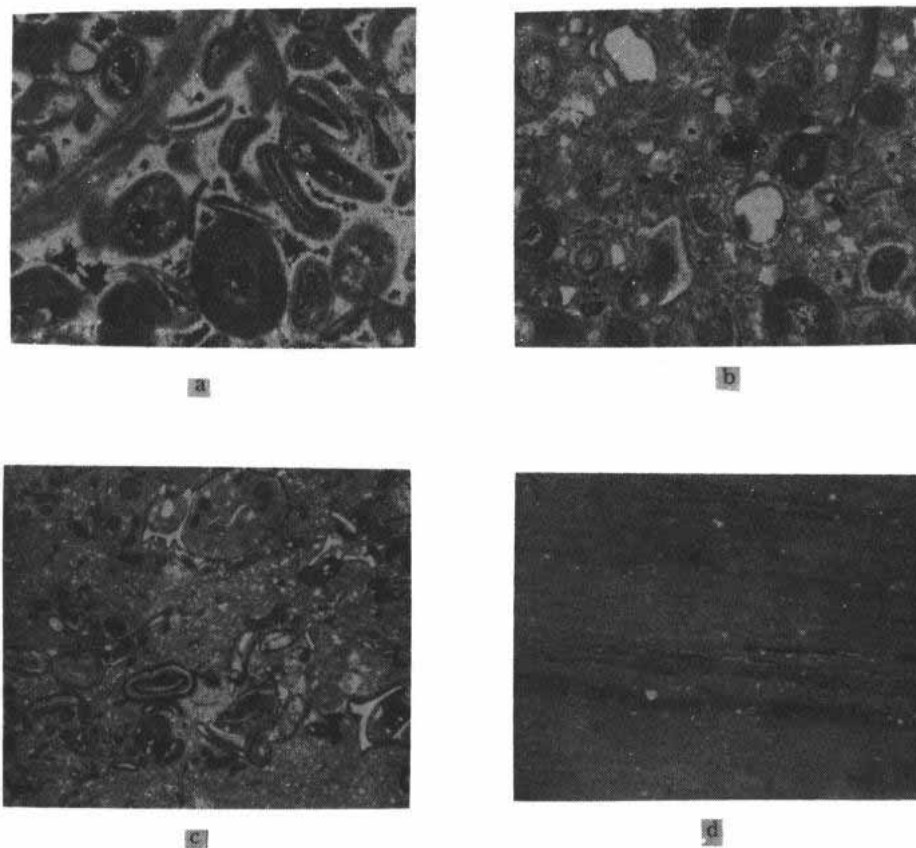


图 3-19　黄骅坳陷沙一段下部粒屑灰岩类型

a—亮晶生物—鲕灰岩。×33 正交，歧 5 井，2137.4 米，$Es_1^{下}$；b—泥晶内碎屑灰岩。×33 正交，歧 413 井，2614.13 米，$Es_1^{下}$；c—含生物碎屑鲕粒泥晶灰岩。×33 单偏光，歧 86 井，$Es_1^{下}$；d—泥晶灰岩。×33 单偏光，歧 9 井，2073.4 米，$Es_1^{下}$；

5）石灰质白云岩。白云岩的晶粒比第一种岩石稍粗，主要由微晶组成，白云石不仅交代粒屑，而且也交代基质，常见残余的颗粒结构，此类岩石常与粒屑灰岩共生，属早期成岩白云岩。

6）钙质页岩、油页岩。页理发育呈纸状，一般钙质页岩层居下，油页岩居上，中间呈

过渡性交互层。钙质页岩页理面含颗石藻。油页岩之上即过渡为沙一段上部深灰色泥页岩。

(2) 粒屑灰岩分布特征　粒屑灰岩是在台地型湖湾背景上形成的各类生物鲕滩，坝的沉积物，富集于中央岛区的两侧，西侧一般以鲕为主，生物较少；东侧鲕、生物均较发育。根据岩石类型及古地貌条件划分出不同亚相（图 3-20）。

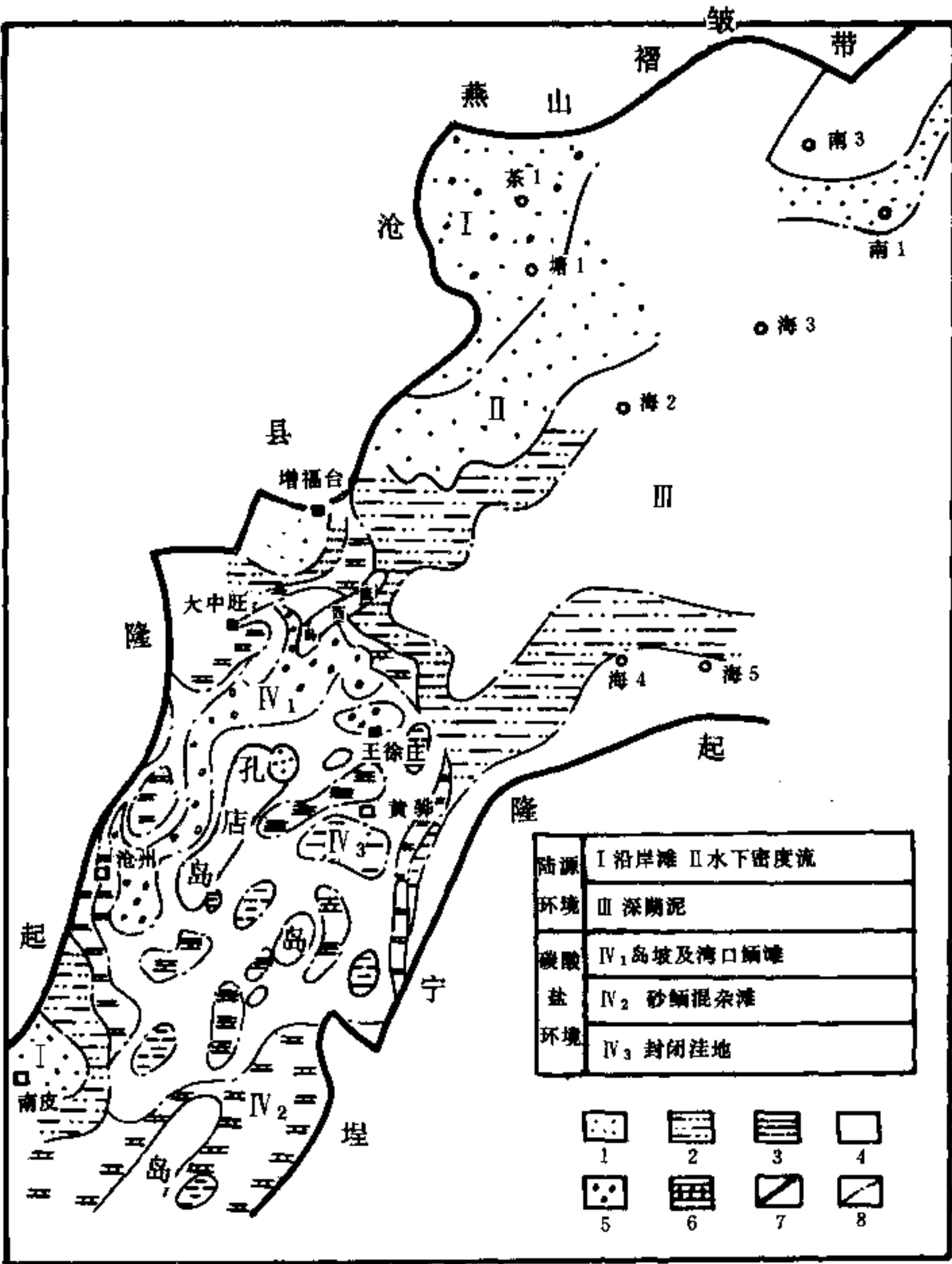


图 3-20　黄骅坳陷中南区沙一段下部沉积环境图

1—砂砾区；2—砂及泥砂区；3—泥灰、灰泥区；4—泥区；5—鲕灰岩区；6—砂鲕混合区；7—断层；8—相分区线

1）岛坡生物鲕滩。王官屯、王徐庄及孔店西北坡一带均属此类，位于孔店岛南、北两

端水下延伸的低隆起上，岩性以螺蛳灰岩、内碎屑灰岩、泥晶灰岩为主，组成正旋回，粒屑层厚 5～15 米，富集于高背景地形的浅凹、陡坎处，属扰动能量较强沉积。

2）湾口蛳滩（坝）。以歧北凹陷西段转折处为代表，属港西岛南侧的水下湾口地形沉积，岩性以蛳灰岩为主，粒度以粉粒级为主，且表蛳居多，混有自港西岛剥蚀的陆源岩屑颗粒，呈砾状；次为泥质白云岩及深灰色泥岩，组成正旋回层。粒屑层数多，单层较薄，累积厚 10～20 米。属较浅水，近低能环境堆积。

3）封闭深洼地及滩内泥坪。沧东，歧南一带均属此类，岩性以泥晶灰岩、泥岩、白云岩互层夹薄层粒屑灰岩组成正韵律层，岩性致密，水平纹理发育，属静水环境的沉积。

3.湖成三角洲砂体

渐新世晚期，黄骅坳陷区域构造进入隆升阶段，湖盆自外向内渐趋收缩，凹陷中心明显自北西向南东转移，最终形成以歧口凹陷为统一中心的坳陷。区域构造的隆升活动仍间有相对静止或沉降，构成东营期两种三角洲沉积类型。

（1）破坏型三角洲沉积

1）层序特征。东二段破坏型三角洲早期发育，后期遭东二段湖面上升改造。其垂向层序以港 521 井为例，自下而上概括为以下三段：

①前三角洲深湖泥段。下部为灰色泥岩及砂质泥岩、泥粉砂岩，具水平及波状纹层，含介形类化石及炭化植物碎屑。

②三角洲前缘砂岩富集段。为一套厚 200 米的下细上粗，下薄上厚的反旋回沉积。测井曲线包线呈倒钟形。下部以灰色泥粉砂、粉砂岩为主，与深灰色砂质泥岩薄层间互，组成波状层理，愈向上泥质愈少，随着砂质沉积的增加，层理越复杂，有上叠波痕纹理、波状交错纹理等，纹理面多富集碳质，局部见生物扰动及虫穴构造，属三角洲前缘下斜坡沉积。向上砂岩渐以细粒为主，且单层增厚，一般 3～5 米，具不明显楔状交错层理、平行层理，顶部出现厚 20 厘米的蛳螺灰岩，表明河口转移，已经演变为湾口浅滩环境。

③滨浅湖泥段。为大段灰色、绿灰色泥岩夹薄层钙质砂岩、介形虫灰岩。

2）粒度分布特征。三角洲前缘砂段的粒度概率曲线一般由三个总体组成：悬浮体占 10～20%，细截点为 3.5ϕ；跳跃总体占 60～70%，斜率 50°～70°，粗截点为 2ϕ；牵引总体 10～25%，倾斜平缓，分选差。粗细截点一般较清楚，但亦有过渡混合现象。总的看来，曲线的特点是三个总体同时存在，跳跃总体粒度区间小，分选好，牵引总体有一定数量，反映沉积时有一定的波浪淘洗作用。但从含有相当数量的悬浮总体来看，沉积速度比较快，虽有波浪的改造亦不及海滩那样充分，它可能属支流河道注入水体的就近堆积。且河流的负载量受季节控制，带有一定突增突减的剧烈变化，故堆积速度较快，沉积物分选性在垂向上变化较大，特别是主砂体下部尤为显著。

3）三角洲系相带分布。包括以下几个亚相（图 3-21）。

①三角洲平原亚相，分布于板 22 井以北，东至塘沽、北塘一带，岩性为灰绿、绿灰色泥质岩夹块状砂岩、砂砾岩，间夹薄层碳质泥岩。据板 22 井岩芯观察，泥岩色绿，块状无层理，含分散状碳化植屑；砂岩中、细粒，正韵律，底部含泥砾，富碳屑，具倾角大于 20°的斜层理，概率曲线为典型的两段式，属河道沉积，且河流能量较强。

②三角洲前缘亚相，分布于港 365 井与塘 4 井区之间，自西而东由小到大共三个叶状体。唐家河油田港 521 井位于中部叶状体内。总面积 200 平方公里，与三角洲平原相之间均有同生断层分割。

③前三角洲亚相分布于歧口凹陷深水区，沉积以深灰色泥岩为主，生物化石明显减少。

以上为北部三角洲体系中板桥—唐家河三角洲系的亚相分布。同期六间房以南的广大地区为静水湖湾环境，其沉积除边坡地带有少量砂质外，内部均为具水平纹理的暗色泥岩，富含螺、介形类化石，保存完整，无分选。泥岩一般含钙，反映水体具一定浓度的碳酸钙，而且水清底浅，透光通气，适于各类微体生物繁衍。东三段沉积环境，北部为三角洲体系，南部为静水湖湾，中部为以歧口凹陷为中心的深水湖区构成了总的古地理景观（图3-21）。

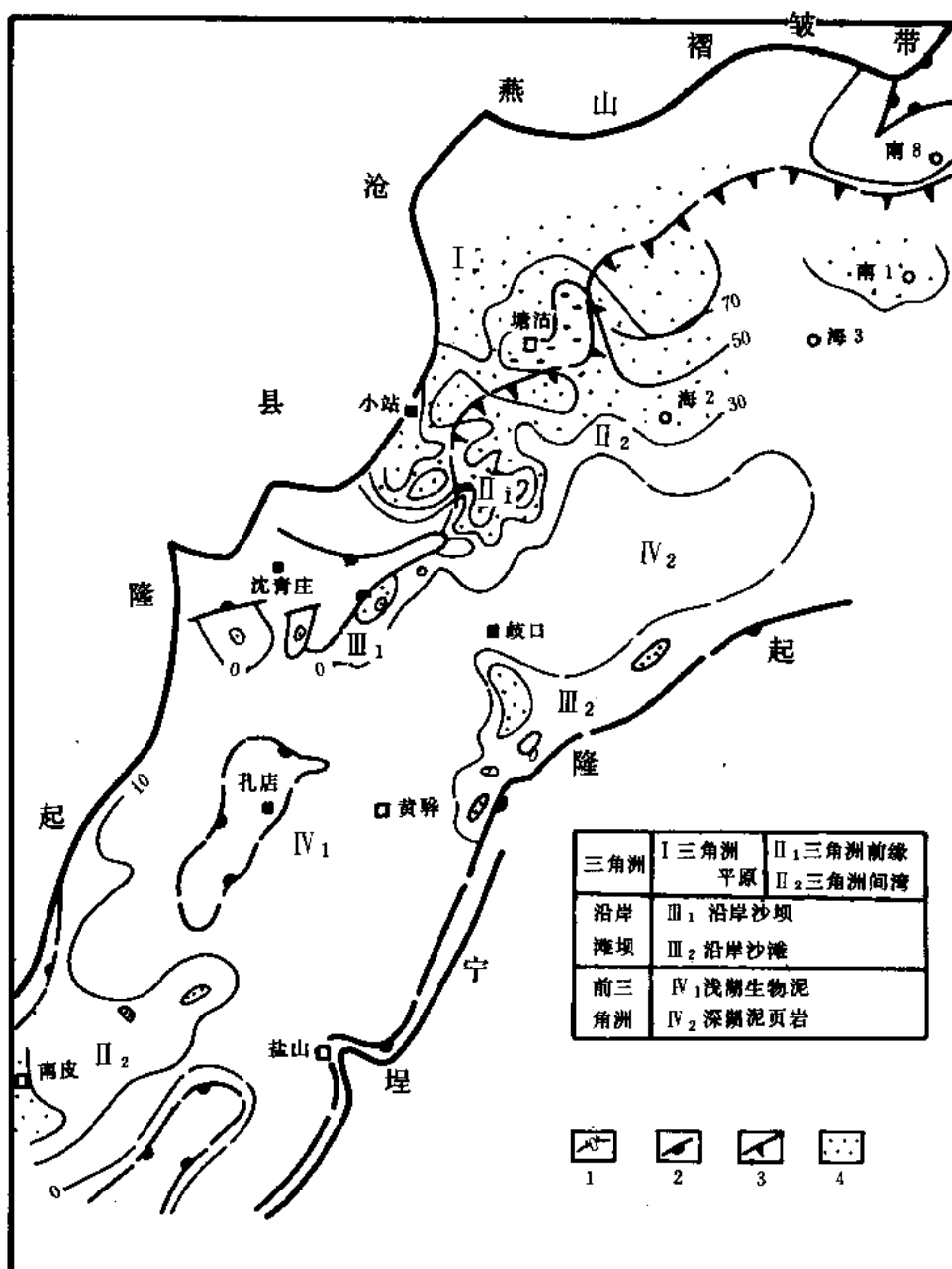


图3-21　黄骅坳陷东三段沉积环境图

1—砂层等厚线（m）；2—超覆线；3—湖岸线；4—砂体

（2）建设型三角洲沉积　东一段是早第三纪晚期沉积，由于上下第三系间的区域不整

合，该段普遍遭受侵蚀，尤其南部剥蚀殆尽。北部残存厚度差别也很大，由小于10米到大于600米。分布于孔店、港西凸起以东的沿海一带，即歧口—南堡凹陷区。

从东二段到东一段，是一套由水进逐渐演变为持续水退的沉积，砂岩自下而上增多变厚，生物化石减少，其沉积剖面一般可细分为上下两部分。以歧91、港526，港东4–13井为例，下部为灰色、深灰色泥岩与粉细砂岩的反韵律沉积，上部为中细粒砂岩与绿灰、灰绿色及少量紫红色泥岩组成的正韵律。周清庄、马棚口区残存两处三角洲沉积复合体，面积约50～100平方公里（图3–22）。据推测保存较多的东一段三角洲沉积位于涧河—北堡一线，因燕山是主要陆源供给区。

1）前三角洲—三角洲前缘沉积特征

①层序特征

根据港526井岩芯资料：下部以深灰色泥岩为主，间夹灰色粉砂岩，与下伏东三段湖泥连续沉积，含少量螺及介形类化石，属前三角洲与三角洲前缘间过渡区沉积；中下部厚约30米，为灰色砂质泥岩与泥粉砂、粉砂岩互层，具透镜状、波状层理，见生物扰动构造，含碳化植物及螺蚌化石碎片，本段顶部出现变形构造，与上覆一层约3米厚的正递变砂岩呈突变接触，正递变砂岩由递变段和波状交错纹理段组成，属三角洲前缘下斜坡夹有滑塌水道相沉积；中上部厚约30米，为厚层中细粒砂岩夹绿灰色砂质泥岩与薄层泥质砂岩，砂岩下细上粗，下段波状交错层发育，上段具楔状交错层的反韵律结构，组成厚10～16米的两个反旋回层，属三角洲前缘坝中心相沉积；上部，残厚约12米，下段为正韵律块状中细砂岩层，向上变为灰绿色含植物碎屑的块状泥岩，间夹薄层泥灰岩，其顶段以不整合面与上第三系接触，属三角洲间湾沉积。

②粒度分布特征

a.其C–M图形，由PQ、QR、RS三段组成，属牵引流型。PQ段C值为500～1000微米，M值为100～300微米；QR段C值为300～500微米，M值为150～200微米；RS段C值为180～250微米，M值为30～150微米。结合层序、层理特征，将C–M图形归纳为两部分，即PQ、QR上段为上部，属河口坝主体；QR下段与RS段为下部属坝斜坡沉积。其特点反映为沉积颗粒较粗；PQ段样点分散，M值变化范围大，是河流能量较强、堆积速度快，近河口分选差的结果。

b.概率曲线，据厚约4米的单一前积层组的概率曲线，有三种类型。下部为单一悬浮总体，粒级范围2.5ϕ以上，斜率43度，为分选中等的粉细砂岩，属坝斜坡沉积；中部由两段组成，细截点为2.5ϕ，跳跃总体占40%，斜率40～50度，悬浮总体含量大于50%，斜率10～30度。粗颗粒增多，粒径0～2.5ϕ，属坝斜坡上部河口处快速沉积；上部由三段组成，粗截点为0.5ϕ，细截点为2ϕ，牵引总体占1%，斜率25°，跳跃总体占55%，斜率53°，悬浮总体大于30%，为分支河道沉积。上述系列表明能量自下而上增强，分选性较差，悬浮组分含量高，沉积速度快、属于湖水波浪较弱的水动力条件。

现代滦河拦门砂坝概率曲线一般由二段组成，跳跃组分占50～80%，斜率60°～68°，悬浮组分亦较高，一般20%，最高50%，细截点2.5～2.9ϕ。据文献报道与现代长江三角洲河口坝沉积和现代密西西比河三角洲沉积有大致相当的概率曲线.

③砂体形态

本区东一段三角洲砂级与现代滦河三角洲接近、且更粗，分选更差，具有山区网状河流入湖形成的三角洲特点。其河口沉积显示近源、流急、堆积的各种特征，因此，这类河流支

流废弃频繁，所形成的河口沉积在时间、空间上具有很强的摆动性，结果在沿岸产生了一系列小型朵叶体，而非鸟足状体。剖面上往往构成河口坝与朵间湾泥的频繁互层并间有水下河道或滑塌浊积水道沉积。

2）三角洲平原沉积特征。岩性由灰绿、紫灰花斑粉砂质泥岩与灰绿色泥质粉砂岩、粉细砂岩互层组成，夹有厚层状含砾砂岩。见有少量介形、腹足、瓣鳃类化石，泥岩中见碳化植物根系，普遍见有钙质结核及团块。地球化学指标，铁还原系数一般小于0.2，剩余有机碳小于0.1%，属弱氧化环境。以东4-13井岩芯为例，粉细砂岩层多为厚1～3米的正韵律层，交错层发育，以上叠波痕交错层为主，层理面富集碳屑，呈一片黑色，局部见镜煤线，属天然堤沉积。含砾砂岩中，砾石分布于底部，成分较杂，多为泥砾，具一定排列次序，与下伏层呈冲刷接触。属河床沉积。综合上述资料，不难看出该层序属河沼相的三角洲平原沉积。随着区域构造的隆升，湖盆不断收缩，原为三角洲前缘相的马棚口区，后期发育为平原相。由于北大港断裂的持续活动，使该区东一段的这类沉积在下降侧得以保存，且厚度达500米。

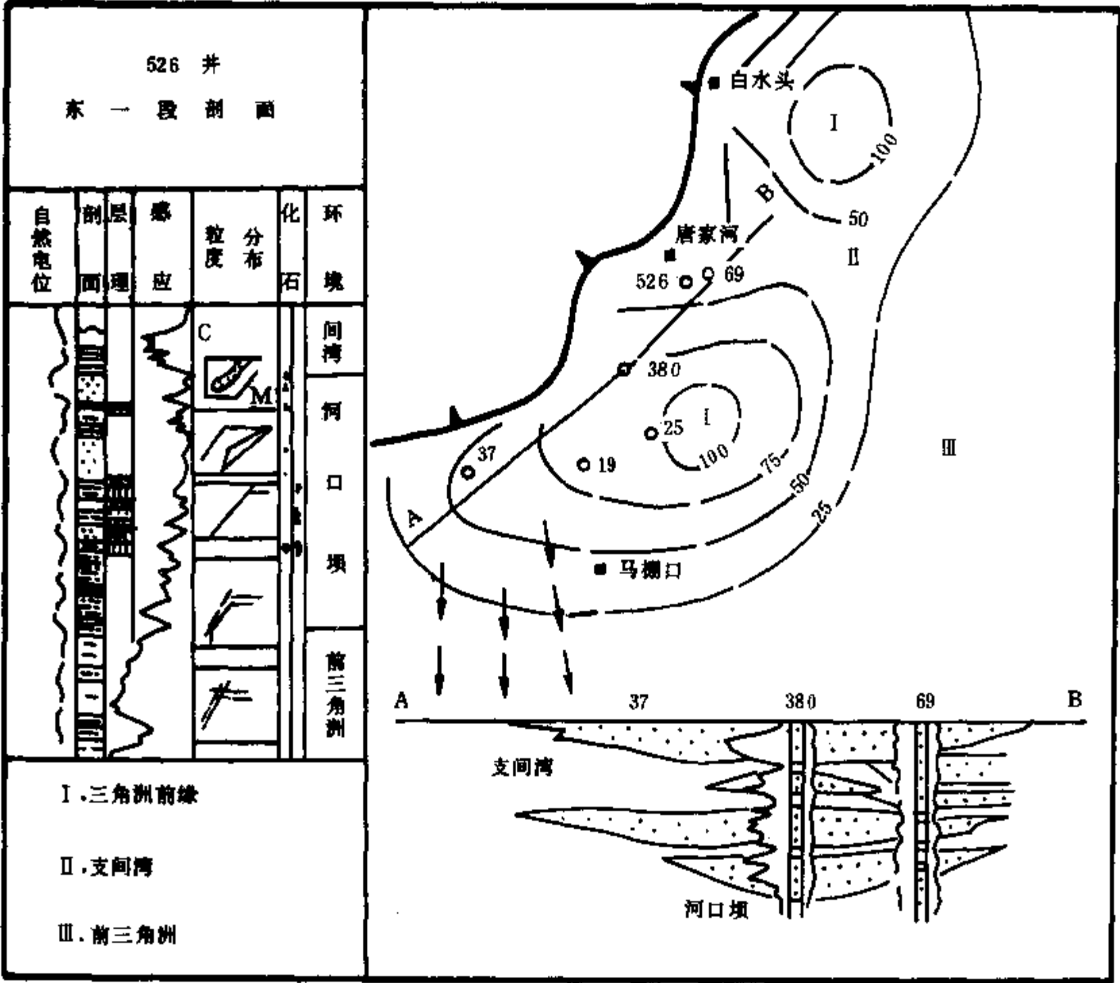


图3-22　黄骅坳陷马棚口东一段三角洲沉积体图

图例同图3-12

现将东营期湖盆先后发育的两类三角洲沉积系，依据沉积层序、岩性、地震反射结构特

征、砂体形态等，对比如表 3–2。

表 3–2　两类三角洲对比表

参量＼类型	水退建设型	水进破坏型
层　序	以砂为主的反旋回	砂、泥间互不明显反旋回
岩　性	中细粒楔形交错层砂岩	粉细粒块状及波状交错层砂岩
形　态	厚度中心向湖心突出的叶状体	与岸线近平行的弧形波状弯曲沙坝带
地震反射结构	前积矢量定向性强	前积矢量呈发散状

四、大陆冲积系

渐新世末，区域构造活动彻底改变了本区的沉积景观，由长期发育的湖泊环境转变为大陆冲积环境，从而进入新的旋回发育期，馆陶组是新旋回期的早期沉积，其剖面特征：岩性粗，砂岩厚度占剖面厚度的 40～50%，最高达 80%，砂岩单层厚 20 米左右，最厚可达 80 米。颗粒组成以中细粒为主，在厚层砂岩中，粗粒级、砾级也占一定比例。坳陷西北部其底部为厚 50～130 米的砂砾岩段；旋回性强，在电测剖面上，可清楚地划分出三个正旋回层，单旋回层厚 50～150 米，岩性组成自下而上为砂砾岩、砂岩、粉砂岩，灰绿、紫红色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩及泥岩；三大旋回的剖面结构具区域稳定性，在区域上将馆陶组自下而上划分为Ⅲ、Ⅱ、Ⅰ三个砂组单元。分组岩相图表明，馆陶期发育的冲积相沉积，主要包括有冲积扇、网状河和低曲河三类砂体。冲积扇、网状河砂体主要分布于北大港以北地区；低曲河砂体则以南部为主。而明化镇组则发育曲流河为主的冲积平原沉积。

1.相标志特征

（1）馆陶组底砾岩的形态与分布　馆陶组底砾岩具有北厚南薄，南北分区明显的特征。可概括为三种形态：扇形体，分布于塘沽、北塘地区，自北西向南东减薄，厚 130～80 米；席状体，分布于板桥、北大港一带，东厚（40～50 米），西薄（10～20 米）；串珠状不连续透镜体，分布于周清庄以南广大地区，砾岩厚仅 5～10 米，呈透镜体沿北东向呈线性分布（图 3–23）。碎屑颗粒的大小是沉积环境水动力能量的标志，对馆陶组沉积剖面的相分析，砾岩的形态与分布无疑是最佳的环境标志。上述三种形态、厚度、分布的区域背景，清楚地反映了沉积格架，即塘沽—北塘一带背靠燕山发育砾质冲积扇群；板桥—北大港一带，处于其侧及前缘，发育砂、砾质网状河系沉积；南部，沿盐山—常庄—歧口凹陷带分布的串珠状砾岩透镜体，显然是河床底部滞留沉积，河流源于坳陷西南或西部山区。总的水系流向与现今山东、河北境内各主要河流流向类同。

（2）古生物特征　馆陶组地层中生物化石十分稀少，但碳化植物碎屑较常见，包括叶、茎、根。多分布于粉砂岩、泥粉砂岩中，植物残根多出现于灰绿、紫红色花斑状块状泥岩中，个别井的岩芯中见腹足、斧足类化石。

孢粉以水蕨类高含量（10～40%）为特征，它们属草本植物，多生长在河边、水沟和沼泽的淤泥中。介形虫的属种较简单，主要为奇异小玻璃介（属金星介科），个体小，壳薄，表面光滑无壳饰，由此可知属淡水介质沉积。

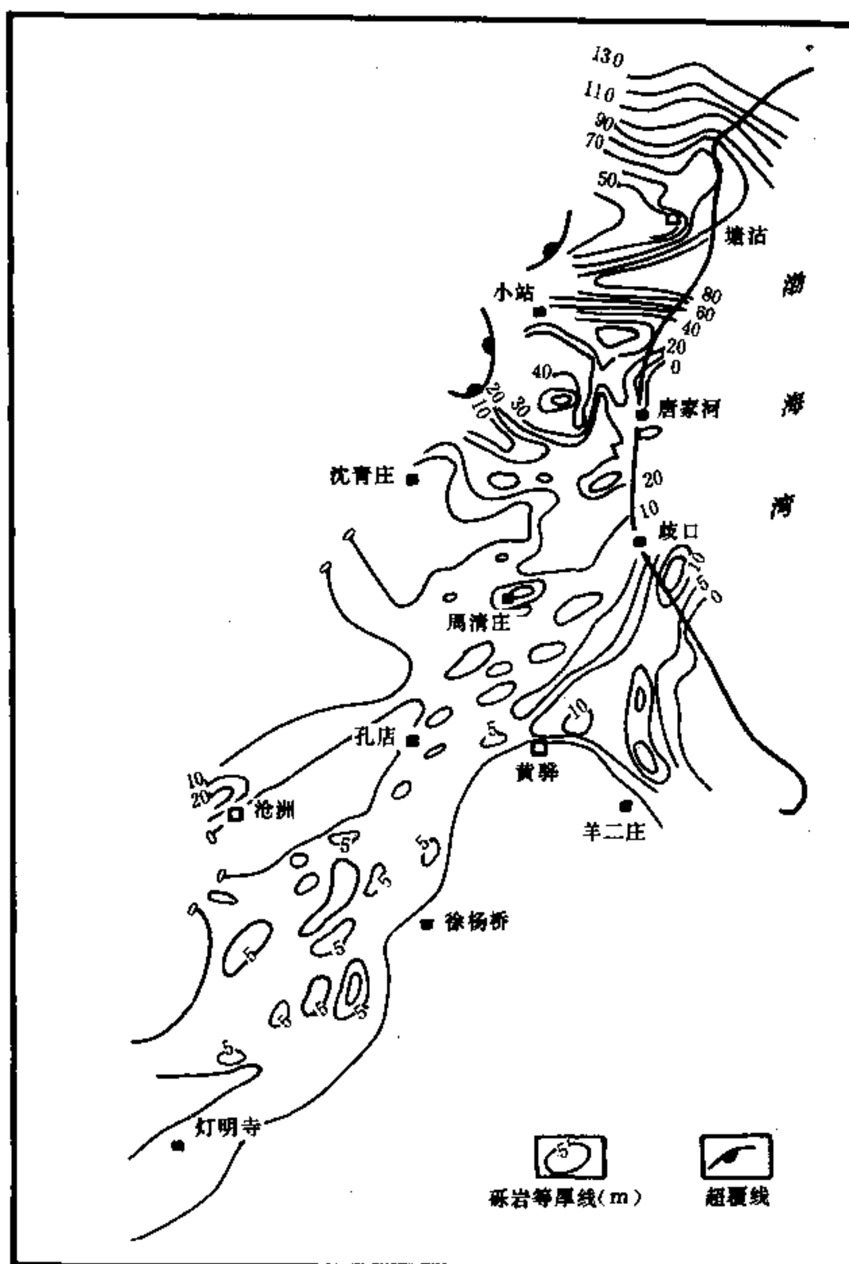


图 3–23　黄骅坳陷上第三系馆陶组底砾岩分布图

(3) 沉积构造特征　据岩芯观察，馆陶组主要发育下面一些沉积构造：冲刷面和泥砾、平行纹理、大型板状交错层（属纹层粒级韵律变化，纹层倾角一般 25 度)、大型槽状交错层、上叠波痕纹理、断续波状交错层理以及块状层，它们在地层剖面中与碎屑岩性变化一致，呈有规律地分布。一般单旋回层底部为冲刷面，继之为泥砾和块状层理、平行纹理，向上相继发育大型板状交错层、槽状交错层、断续波状交错层，顶部出现泥质块状层。这是一个完整的沉积构造序列，而在实际剖面中，往往缺失其中一种或几种，形成不完整系列的重复，是由于沉积时水流动态多变所致。

(4) 粒度分布特征

1）C–M 图明显属牵引流型的河流沉积，但其 C_s 和 C_u ● 值较大，C_s 值为 520～700 微米；C_u 值为 210～390 微米，反映河流能量较大。

2）概率图，对馆陶组的粒度概率分布特征进行分析，可以看出，在一个正旋回下部的砾状砂岩，一般都具有跳跃和悬浮两个总体，而且悬浮总体含量较高（20～55%），跳跃总体斜率 40～50 度，分选较差，细截点粒度一般为 2ϕ，偶见滚动总体，含量少于 5%，粒径大于 0.5ϕ；旋回中部的砂岩也为两个总体，跳跃总体占主要成分，60～85%，斜率 50～60 度，分选中—差，细截点的粒级为 1.7～3.5ϕ，但悬浮总体仍较发育，含量占 15～40%；上部粉砂岩以悬浮总体为主，含量可达 99%。

上述特征表明，馆陶组属河流沉积，但具一定特殊性，主要表现在悬浮物含量高，分选差，截点粒级较粗且常不清楚，这些现象都表明河流能量较大，沉积速度较快。

（5）岩矿特征　馆陶组砂岩成熟度较差，反映近源特征。长石含量大于 25%，并含较多的中基性岩、粉砂岩和泥岩岩屑，黑云母的含量可达 5%。因此，其岩石类型为长石砂岩、岩屑砂岩和混合砂岩类；结构成熟度也较低，分选性中—差，圆度主要为次棱角状，杂基结构也较常见。

（6）层序特征　馆陶组的沉积层序具明显的下粗上细正旋回特征，其底为不整合面，与下伏地层呈明显冲刷侵蚀接触。不整合面上为分选差的砾岩、砂砾岩，属滞流沉积或陆上碎屑流沉积，通称底砾岩。中下部的粗—中—细砂岩具平行纹理、大型板状交错层理、槽状交错层理，为典型的河道沉积；上部粉砂岩和泥质粉砂岩具连续的波状交错层理和上叠波痕纹理，含较多的植物碎屑、碳屑和漂浮矿物，属河漫滩沉积；顶部的紫红、灰绿色斑状泥岩含草木植物根化石，具土壤化现象，属河滩泥沉积。上述层序是以馆Ⅲ砂组为例，其它砂组亦类同，只是层序不完全。但均与国内外古代河流沉积模式相近，且偏向山区网状河流类型。

2.馆陶组沉积环境的划分

（1）沉积环境划分　在馆陶组纵向剖面相分析的基础上，以馆Ⅱ组为例进行沉积环境的划分。馆Ⅱ组层段薄，可比性强，作为平面环境分析单元比较准确，且具代表性。亚环境的划分是以砂岩厚度变化，结合电测剖面类型（即层序特征），以地质发展的观点为原则。可划分为以下几种环境（图 3–24）。

1）冲积扇。冲积扇沉积分布于塘沽、北塘。碎屑体呈半弧形扇状展布，剖面以于 1 井为代表，泥岩夹砂砾岩为主，以网状形式分布。馆Ⅱ组的冲积扇，是继承馆Ⅲ组宏大冲积扇向北退缩留下的尾部发育起来的，因此，馆Ⅱ冲积扇是以冲积扇末端，网状分流形式出现。

2）网状河。网状河最大的特点是河流在平面上以网状形式分布，冲积岛发育，沉积物以粗碎屑为主，砂岩百分比在 60%以上。剖面上砂体多以槽状透镜体多次重叠和迁移，平面上呈大面积板状体。此类沉积分布于板桥、北大港一带。按其沉积特征及发育部位可划分出三个亚环境。①网状河道，主要为河道砂体，剖面上为块状砂层叠置，其顶底界呈突变接触，横向追索为透镜体，间夹薄泥层；②河漫泥滩，以泥质物为主，夹有少量砂层，砂岩等厚图上位于低于 10 米线地区；③冲积岛，位于网状河道间的孤立砂体，是河流在河谷中游荡迁移过程中堆积成的砂质岛，其剖面组合特征是砂、泥互层状。

3）低曲河。低曲河是介于线状河与蛇曲河（曲率大于 1.3）之间的过渡河流。在岸壁之间的河谷中，单一的河流可以自由迁移游荡，具有板状或楔状的砂岩体，为充填性沉积。

●C_u代表均匀悬浮所携带的最大粒级（微米）。

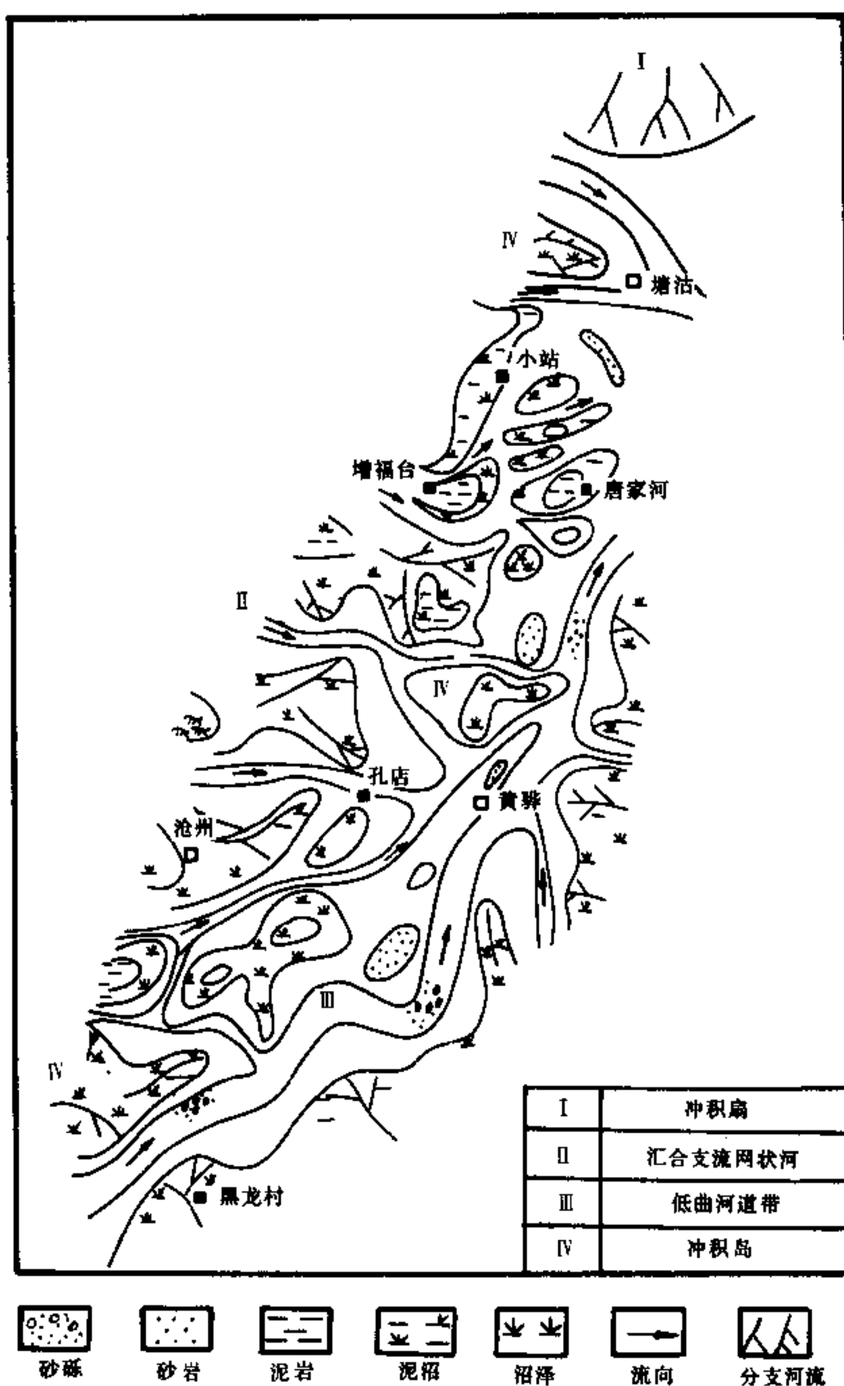


图 3-24 黄骅坳陷馆Ⅱ砂组沉积环境图

沉积物以砂级为主，少量砾级，泥质沉积不厚，且不广，夹层多少不一。本区这类河以南部较为典型，流向大体自灯明寺向北东歧口方向延伸，宽度为从沧州至盐山一带的范围。根据剖面类型及砂岩发育程度又可划分如下几种亚环境：①主河道带，平面上为以砂岩等厚线 30 米以上所限范围，剖面为多次叠加的灰色块状砂层，夹少量灰绿色泥岩；②支流河道带，位于主河道带两侧 30～40 米砂岩厚度线范围内，呈枝状与主河道带相交，砂体规模较小，剖

面以厚层砂岩夹不等厚泥岩为特征；③河漫—支流河道区，在20～30米砂岩厚度线范围内，以灰色砂岩及灰绿色粉砂岩为主；其外围为砂岩厚度线小于10米范围，以紫红色泥岩为主，偶夹厚层砂岩，为河漫泥滩。

(2) 馆陶组河流沉积性质及发育特征的探讨　馆陶组三种冲积类型（冲积扇、网状河、低曲河）与区域上三种沉积剖面一致，属三种沉积环境。据沉积学通常把河道划分为二类，一为网状河，一为曲流河。而其划分原则是以河流曲流指数1.3为界，其中并未划分出低曲河。实际上，许多文献中把低曲河划人网状河类型。从本区沉积特征看来，划分出低曲河是适用的。理由是：本区河流曲率估算为1.16，按此指数应归人网状河类，但从本区南北剖面特点分析，二者有明显差异。如砾岩的分布，南部呈长条状不连续分布，而板桥、北大港区为分枝状，且厚度较南部为大，因此，在考虑曲率指数基础上，必须进一步分析剖面、岩性、形态，方可与蛇曲河区分，并进而将低曲河自网状河类型中细分出来。

关于河流的深度估算，历来认为以蛇曲河的点沙坝厚度作为深度的推算。本区据港225井岩芯剖面，一完整正旋回层序3～6米，作为当时河水深度的估算值。水流强度的表现是以概率曲线截点ϕ值或C－M图解的C_s及C_u值表示其强度。一般细截点2～3ϕ间，C_s值为500微米以上，表明比一般河水流较强。河谷宽度的估算是以底砾岩分布图量得的范围为依据，一般达10公里（盐山—徐杨桥地区）。

馆陶组河流的形成发育受古地形，古断裂控制。总的河谷方向为北东向，西部有一系列北西向、近东西向沟谷洼地，控制汇合支流流向。事实上，古断裂的活动控制古地形的起伏变化，北东向大断裂控制大的河谷洼地，北西向小的断裂控制西侧的沟谷洼地。因此，河流流向也同时受断裂控制，即所谓逢断必沟，逢沟为河，逢断河流转向等。

馆陶组河流发育历史是以充填式开始，至晚期的侧向扩展迁移。从网状河、低曲河逐渐过渡到明下段时准平原化的高蛇曲河的过程。这在整个上第三系沉积剖面中是明显可见的。

3.曲流河为主的冲积平原沉积

明化镇组下段沉积时，华北平原已经形成。关于平面上的水系分布，因未作区域编图，故尚不清楚。从剖面上看，大段紫红色泥质岩夹正旋回砂岩，属分散的曲流河系类型。其河流相特征标志如下。

(1) 层序特征　明下段岩性主要由中粗砂岩、细砂岩，粉砂岩，泥粉砂岩和厚层泥岩组成。砂／泥比约1：3，形成“泥包砂”的剖面结构。单旋回砂层厚5～20米。据港105、225井岩芯，可归纳明下段河流相层序如下：

1) 底部一般可见冲刷面，常为泥砾及砾状粗砂沉积，泥砾为紫红、棕红色泥屑，属流水侵蚀河堤的产物。

2) 槽状交错层中细砂岩，层系结合面呈弯曲槽状。纹层厚2～5毫米，属河床点沙坝下部沉积。

3) 小型板状层理细砂岩，单层厚2～3厘米，这种层理可能是下部水流动态的直峰波浪或波状波痕迁移结果而形成。

4) 小型槽状层理细砂岩，单层厚度小于5厘米，可能是下部水流动态的小型波状或舌状波痕迁移而成。

5) 波状交错层和上叠波痕纹理粉砂岩，这类沉积分布于点沙坝上部或天然堤部分，是沉积速度大于或近于搬运速度时，由波状波痕迁移而成。

(2) 粒度分布特征　C－M图均为QR－RS段牵引流型，概率曲线基本上由分选好的跳

跃总体和分选差的悬浮总体组成，是河流下游的典型图型。从粒级分布范围和 C_u 值以及概率曲线细截点分析，认为明下段河流砂体主要属中等水流强度的沉积。

值得提出的是，在坳陷内南、北、中三大区众多探井剖面上未发现任何一处有反映主河床的典型砂岩层段，油田区的小层平面图反映为多支流的小型曲流河网，因此，明下段时依然是百川分流的沉积景观，故河流类型应归入交织网状河更为确切。

第四章 构 造

黄骅坳陷是中国东部渤海湾盆地中的一个负向构造单元。而渤海湾盆地是华北地台东缘最大的中新生代的断陷区。区内负向构造除了黄骅坳陷之外,还有冀中、临清、济阳、渤中、辽河等坳陷;正向构造有沧县、埕宁隆起。黄骅坳陷位居其中(图 4-1)。

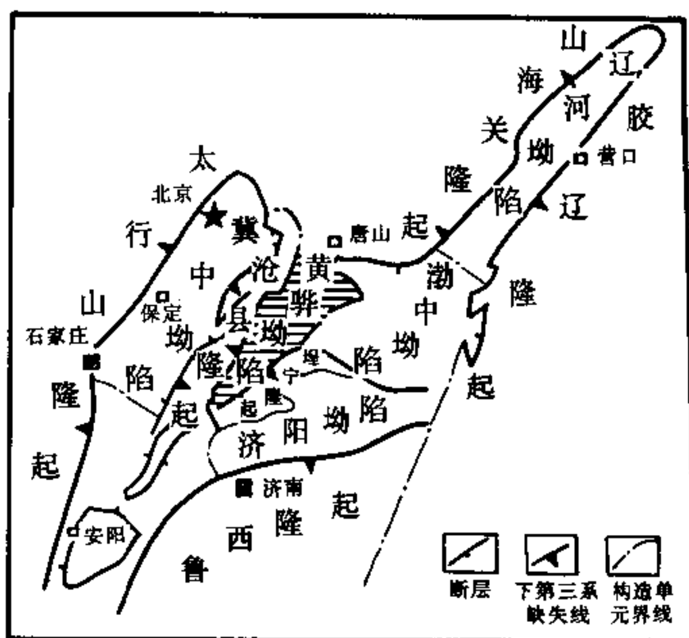


图 4-1 黄骅坳陷区域构造位置图

黄骅坳陷的形成除与地幔物质上涌引起的裂陷作用有关外,更与上地幔物质向东蠕散致使地壳变薄和拉伸有关,其演化是由槽台体制导致板块体制。以印支期为转折,形成了黄骅坳陷古生界底板构造骨架,在底板构造的基础上拉张裂陷,发育了第三系断陷盆地。

第一节 黄骅坳陷的形成和演化

黄骅坳陷在早元古代吕梁运动地台基底形成后,经历了早元古代,中、晚元古代,古生代,中生代和新生代五个发展阶段,发育成由古生代、中生代和新生代三个沉积层系组成的多层上叠盆地。

一、结晶基底的形成

地台基底是指地台固结过程中形成的结晶变质岩系。华北地台基底包含太古代早期和晚期、早元古代早期和晚期四套岩系,它们的时限为:下太古界(Ar_1)31 亿年以前;上太古界(Ar_2)31~25 亿年;下元古界下部(Pt_1^1)25~20 亿年;下元古界上部(Pt_1^2)20~17 亿

年[●]。这四套基底岩系，分别经历了31、25、20亿年三期区域变质作用和23，19～18，17亿年左右的三期岩浆活动，最后经吕梁运动褶皱固结，地台基底最终形成。结晶基底由下太古界冀东迁西群，上太古界阜平群，下元古界五台群和滹沱群为代表的各种片麻岩、混合岩组成。

黄骅坳陷所在地区基底走向以北北东或北东向为主，处于太行山、燕辽、鲁西三大隆褶带之间，基底结构比较复杂。由于钻遇结晶基底的钻孔不多，主要根据航磁和地震资料进行研究。

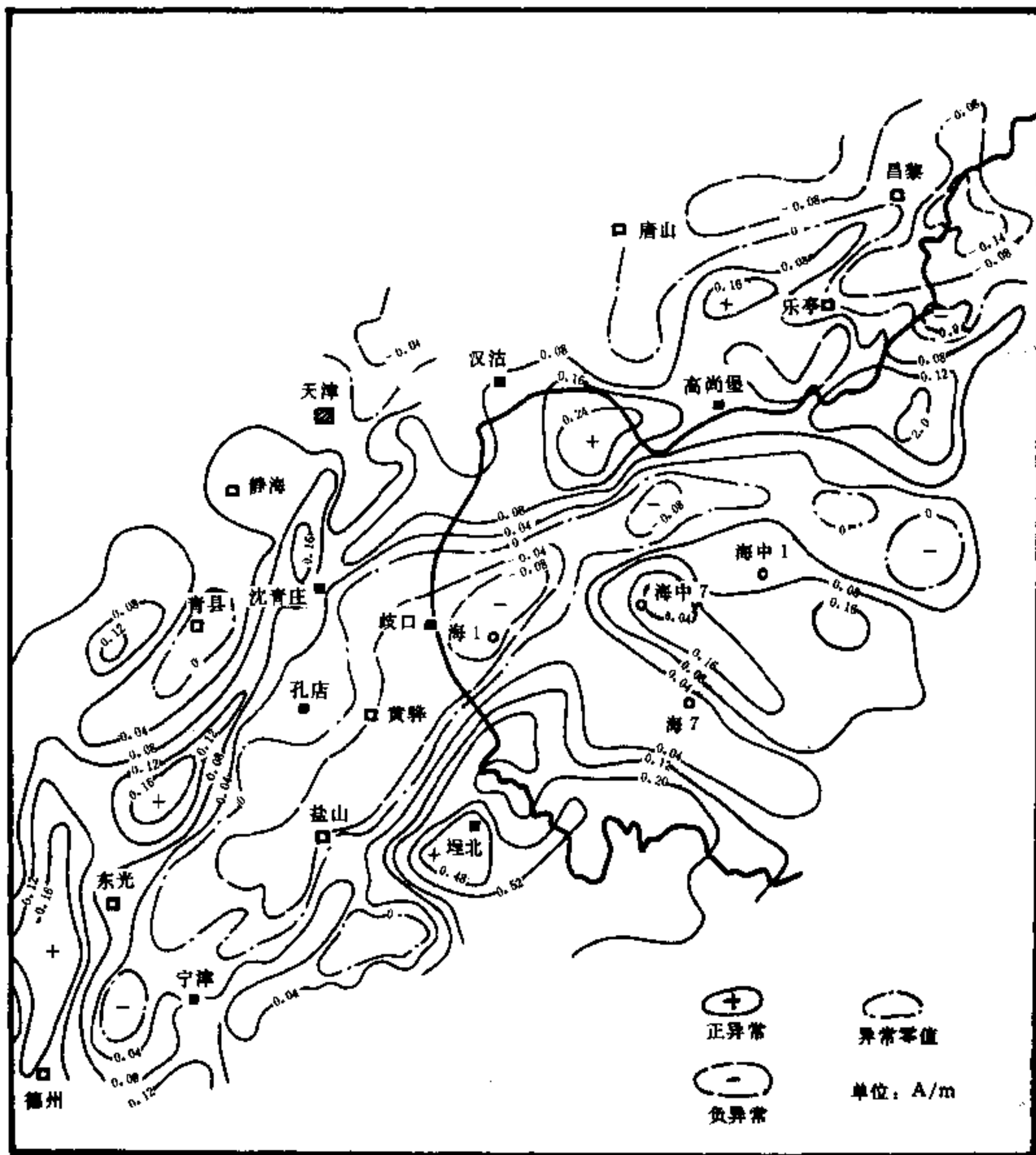


图4-2　黄骅地区航空磁测ΔT_A等值线图

●中国含油气区大地构造与油气远景评价研究报告集，1985年，石油工业部石油勘探开发科学研究院。

坳陷西侧，唐山—沧县—泊头一线有宽50～70公里、长达280公里的正磁力异常带，强度为每米0.08～0.24安培，走向北东。该异常带由沧县、大城、小站、军粮城、唐山、柏各庄等异常组成。在塘沽以北异常带分为两支：一支为近东西走向的柏各庄异常带，沿渤海北岸分布；另一支为北东走向的唐山异常带。位于沧县异常上的孔12井，于2787.5～2843米井段钻遇辉石粒变岩和花岗闪长岩，经钾氩法绝对年龄测定为1亿年，属中生代侵入岩。在柏各庄异常带上所钻的南6、8、15、16、17、21、19、30等井，都在寒武系和上元古界青白口系之下见到花岗岩，有轻微变质。其中南15井经测定绝对年龄为14亿年。柏各庄异常带以南海域的沙垒田正异常为东西走向，面积2000平方公里，强度每米0.16～0.32安培，其上有10口井，都在寒武系—新生界不同层系之下钻到花岗岩。其中海中7井于2549米井深处钻遇的花岗闪长岩经绝对年龄测定为10亿年（图4–2）。

以上资料表明，沧县隆起磁力高异常带为中生代岩浆侵入所引起；而北部柏各庄、沙垒田异常带为轻变质的花岗岩基底，是中、晚元古代的侵入体。在北端昌黎凹陷中的昌参1井2424.5米处钻遇轻微变质的花岗岩，绝对年龄测定为14.05亿年。坳陷南部，平缓磁负异常区中的徐11井，第三系覆盖层下1185米井深处所钻遇的花岗岩也与柏各庄、沙垒田正异常带内所钻遇的花岗岩类似。由此认为界于燕辽、鲁西两隆褶带之间的经钻井证实的黄骅坳陷基底，除靠近沧县隆起的西侧外，主要为中、晚元古代侵入的花岗岩。

二、构造发展史

1.中、晚元古代台缘裂陷阶段

这一阶段的时限为17（或18）～5.7亿年。

中、上元古界自下而上由碎屑岩（长城系），碳酸盐岩（蓟县系），碎屑岩夹碳酸盐岩（青白口系）组成，经历了海进、海退历程。以蓟县为中心的北东向海槽（图4–3），北侧为内蒙地轴南缘的张家口—北票深断裂，北深南浅，呈箕状。本区位于海槽东南斜坡部位。钻孔揭露了高于庄、杨庄、雾迷山、龙山、景儿峪五组地层，总厚200～1000米。此期北断南超，北东向展布的构造格局为尔后盆地的发展奠定了基础。

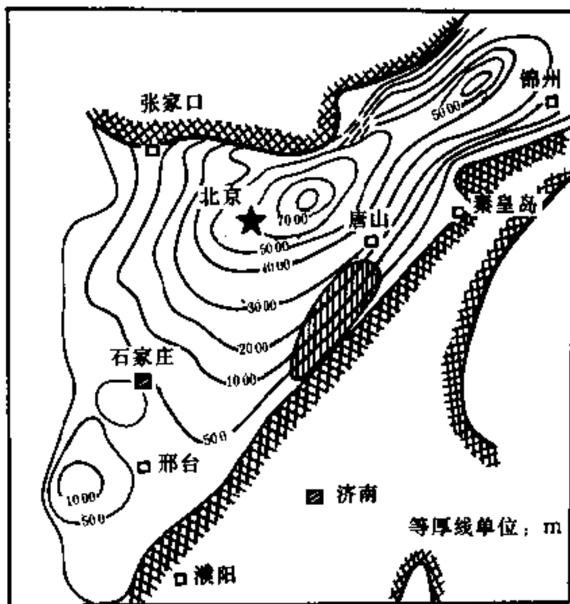


图4–3　渤海湾盆地中上元古界等厚度图

2.古生代稳定地台建造阶段

这个阶段包括整个古生代，时限5.7～2.5亿年。本时期以稳定的地台升降为特征，断裂、褶皱和岩浆活动均不发育，层间呈平行接触。

（1）加里东期（早古生代）　早古生代（寒武—中奥陶纪）为稳定地台沉降阶段。为一套以碳酸盐岩为主的沉积建造，岩性单一，厚度为1000～1500米。中奥陶世末期区域上升，广遭剥蚀，普遍缺失上奥陶统到下石炭统（共1.3亿年）。

该时期共有三次上升及三次沉降，形成三个海侵旋回（府君山组、馒头组—亮甲山组，马家沟组—峰峰组）和以浅海碳酸盐岩为主的地台建造。总体走向呈北东向，沉积中心多变。

(2) 海西期（晚古生代）　古生代晚石炭世地壳活动由弱变强，是由稳定地台整体沉降过渡向地台解体的阶段。沉积了 150～250 米厚的海陆交互—滨海沼泽相含煤建造。二叠纪则为陆相建造。厚度变化大，黄骅坳陷南部厚 650～1050 米；中、北部厚 150～750 米。在这一时期经历了由滨海沼泽盆地到河湖沼泽盆地，再到陆相河流沉积盆地的发育过程。

3.中生代地台隆褶、解体阶段

这一阶段的时限为 2.5～0.7 亿年。

(1) 印支隆褶期（早中生代三叠纪）　海西运动之后，华北地台受边界板块（太平洋，特提斯，印度）的多向影响，断裂活动逐渐由地台边缘向内部发展，大型陆盆开始分异。三叠世末期，在北西、南东向挤压应力场的作用下，发生褶皱运动。黄骅坳陷于该时期形成“一隆两凹”的构造格局，北部涧河大型向斜；中部北大港—马头营大型背斜；南部南大港—徐杨桥大型向斜。

每个大型背斜和向斜是由一系列近东西走向、雁行排列的次一级背斜、向斜构造组成。如中南区的大型向斜由南皮—徐杨桥背斜、舍女寺—黄骅向斜、孔店背斜及周清庄—歧口向斜组成；而中区大型背斜则由六间房背斜、港西—马棚口向斜、沈青庄—港 8 井背斜及长芦向斜等组成。这些在石炭—二叠系等厚图上均有反应（图 4–4）。

在印支期北西向水平挤压应力作用下形成的逆断层，在不少钻孔和地震剖面上被发现。如北大港构造带港 59 井奥陶系重复 22.5 米；太 10 井奥陶系重复 54 米（图 4–5a）。沧东凹陷过沧 8 井的地震剖面，中、上元古界亦有明显的逆断层显示。此外，背斜构造顶部下古生界有比翼部加厚的现象，如孔店构造带上古生界顶部厚 2600 米，翼部厚 1600 米（图 4–5b）。

除了以上水平挤压应力场作用下的褶皱变形之外，还有在背斜东南陡翼近东西走向的压扭断层和北北东走向的扭断层，这些断层对中生代的火山活动，新生代掀斜断块的发展起控制作用（图 4–5c）。

(2) 燕山地台解体期（晚中生代）　在该期整个华北地台断裂活动开始发育，区内形成断陷和坳陷。在北部从柏各庄到乐亭一线，分布了一些受北东向断层控制的箕状断陷，沉积了一套含煤碎屑岩夹中基性火山岩建造，厚 800～1000 米；南部的南皮—东光地区分布有小面积的中、下侏罗统坳陷式沉积。沉积中心在东光和南皮之间。

晚侏罗—早白垩世断裂活动剧烈，沉积了一套火山碎屑岩及类磨拉石建造。在乐亭、南皮、港西、北塘及涧河等地区，厚度分别为 1400，800，1000，1000 和 400 米（图 4–6）。乐亭地区，沉积中心在印支期隆起东南翼，向中生代隆起顶部超覆，在地震剖面上表现为向西、北缘下超（图 4–7）。

晚白垩世为断裂活动衰退期。经前期广泛破裂解体和岩浆喷发后，本区构造运动逐渐转入均衡调整阶段。如港西及其南部等地发育了分布范围不大、厚度较小的暗色泥岩为主的碎屑岩建造。

4.新生代断陷—坳陷阶段

这一阶段的时限为 0.7～0.02 亿年。新生代本区进入了块断活动为主的发展期。由于大西洋扩张导致欧亚大陆向太平洋漂移，大陆边缘向东蠕散；而印度洋板块对亚洲大陆的碰撞

又加速了地幔物质向东对流和地壳的伸展，并导致地壳变薄、上地幔上涌，发育了大量的



图 4-4 黄骅坳陷中、南部上古生界等厚图

1—海岸线；其它图例同图 4-1

拉张正断层，形成一系列不对称的断陷盆地。水平张应力是盆地形成的主要应力。早第三纪拉张速度与沉积速度之比，平均为 2.4：1（表 4-1）。也有垂直运动，但垂直运动是由伸展拉张引起的，垂直运动又反过来促进拉张运动。

从渤海盆地莫霍面等深图（图 4-8）可以看出，黄骅坳陷位于北东向展布的地幔隆起带上。该地幔隆起带包括沧东和歧口两高点，莫霍面埋深 33～34 公里，较周围隆起区地壳减薄 3～8 公里，断陷与地幔上拱区成镜像反应。在莫霍面隆起区，始新世—中、上新世中、基性玄武岩和辉绿岩广泛分布。稀土元素丰度高，分馏性强，火山物来自上地幔，与大陆裂谷玄武岩稀土元素特征类似。

总之，黄骅坳陷是在大区域拉张应力场背景上，地幔上隆，在裂陷作用下形成的。它包

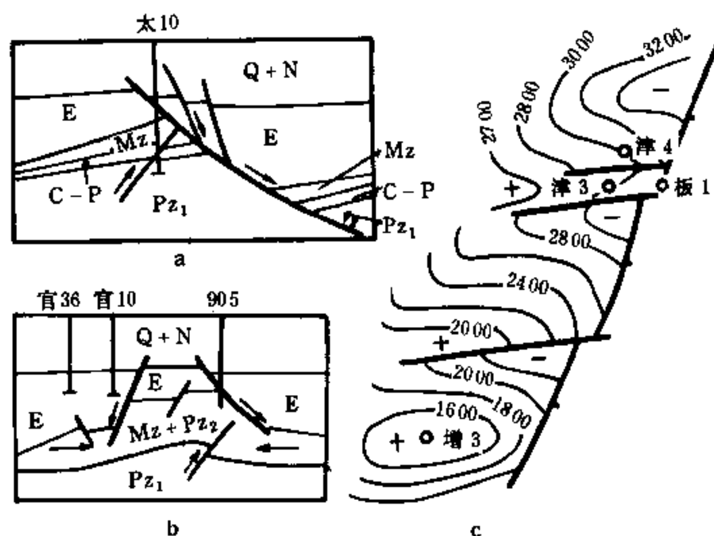


图 4–5 沧县隆起小韩庄凸起印支期构造示意图

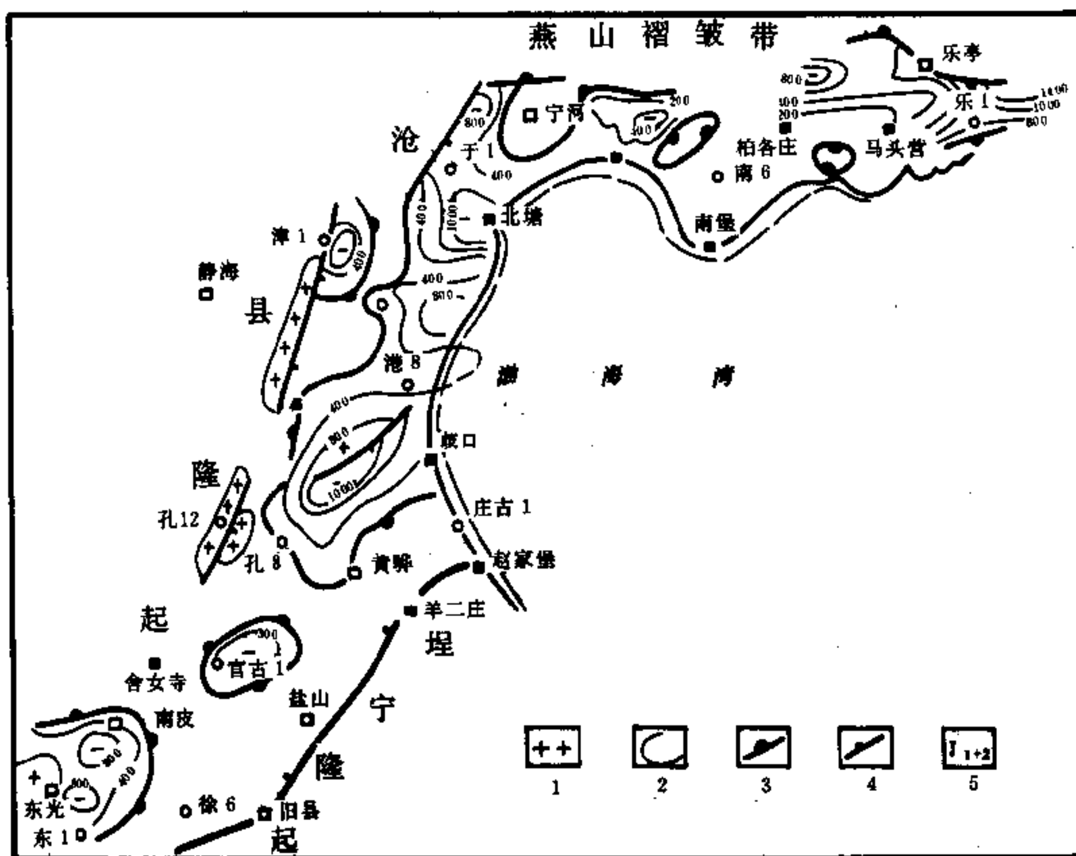


图 4–6 黄骅坳陷中生界等厚图

1—花岗岩；2—地层等厚线（m）；3—尖火线；4—断层

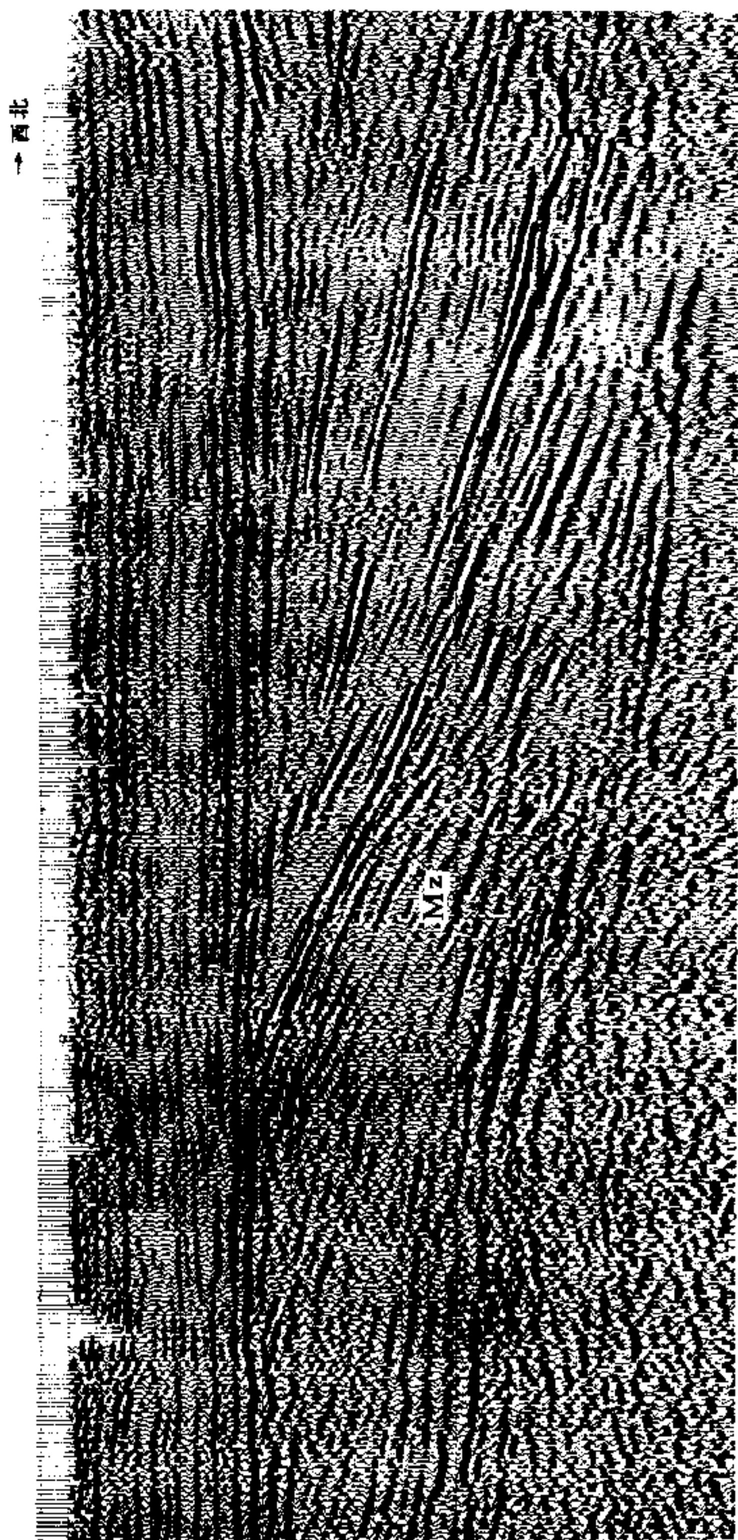


图 4-7　乐亭凹陷反映中生界向边缘下超的地震剖面

表 4-1 黄骅坳陷各时期断裂特征表

地层时代	拉张距离 (km)	沉积厚度 (km)	时间间隔 (10^6a)	拉张速率 (mm/a)	沉积速率 (mm/a)
东营期	1.3	0.3	5	0.26	0.06
沙二—沙一期	2.5	0.8	5	0.50	0.16
沙三期	4.5	1.3	5	0.90	0.26
孔店期	8.8	3.4	20	0.42	0.17
合　计	16.8	7.0	35	0.48	0.2

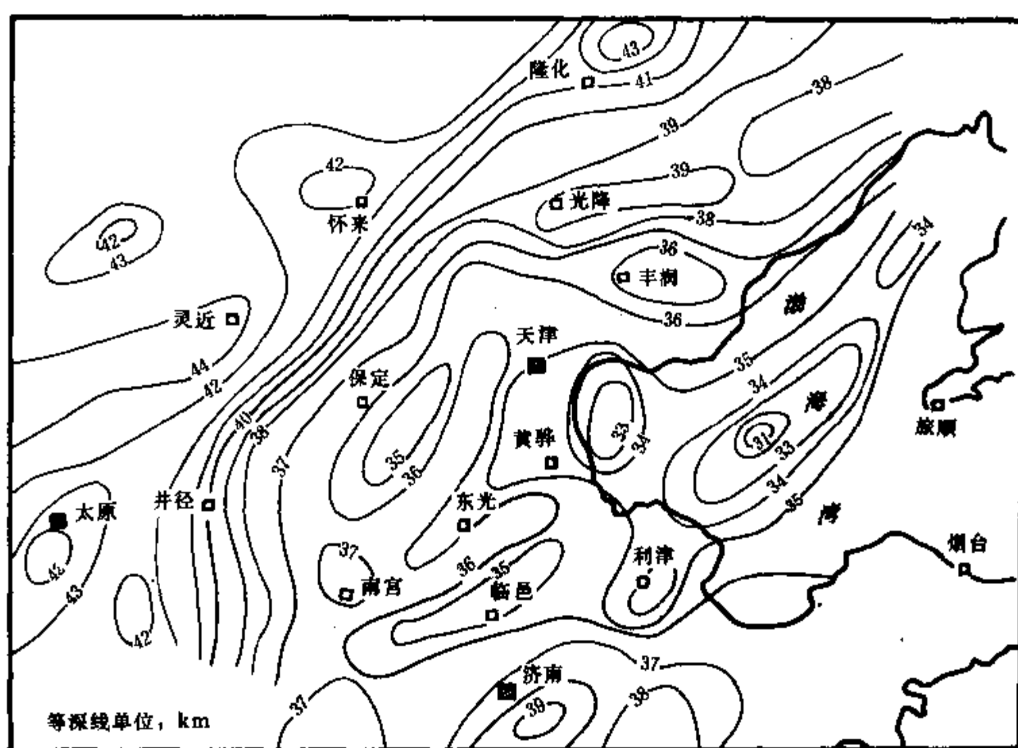


图 4-8 渤海盆地莫霍面等深图

括一系列具有高角度正断层控制的箕状凹陷。在地幔隆起最高、火山活动最强的部位，也发育有对称地堑型凹陷，如南部的南皮凹陷（始新世）和海域的歧口凹陷（渐新世）。单断箕状凹陷的沉积中心由西北向东南海域迁移；而双断地堑型凹陷则比较稳定，沉积中心变化不明显。

黄骅坳陷新生代的发育经历了初始断陷，扩张深陷，稳定发展，衰减和坳陷五个发展阶段，相应地反映出断裂活动由弱到强再到弱，拉张速度由低到高再到低，沉陷由分割到统一，水域由小变大再变小的发育过程。

(1) 初始断陷期　发生在始新世孔店期，拉张速率为每年 0.4～0.5 毫米。断陷活动主

要表现在本区南部地区受喜山运动影响，沿沧县隆起东侧，形成被沧东和徐杨桥—黑龙村断裂所控制的地堑型闭塞小湖盆，宽30公里，长80公里，面积2400平方公里。有两套建造序列：孔三段至孔二段为类磨拉石建造—基性火山岩—湖相泥岩建造，厚1000米；孔一段为洪积扇—基性火山岩—膏盐建造，厚度大于2000米。断陷轴向平行于水流方向，具有裂谷早期沉积特点。

（2）扩张深陷期　发生在早渐新世沙河街组三段沉积时期。坳陷从南到北水平拉张明显，沉降幅度大，坳陷水平扩张速率达到每年0.9毫米的高峰，尤以中、北区为其，出现了大幅度沉降，相对沉降幅度达1000～2000米，形成了沧东—板桥，歧口，北塘—南堡，乐亭等一系列单断箕状凹陷，结束了孤立小型凹陷的初始断陷阶段，逐步形成北东走向连通湖盆。该时期燕山和埕宁隆起为主要物源区，地形高差大，水流速度快、碎屑物沿湖盆短轴方向人湖盆，形成各类重力流沉积。

（3）断陷活动稳定期　黄骅坳陷继渐新世早期拉张、深陷活动之后，又经历了短暂上升，即进入渐新世中期（沙河街组二、一段沉积期）断陷活动趋于稳定的发展阶段。除坳陷边界断裂活动较明显外，坳陷内断裂及岩浆活动变弱，仅局部地区在沙一段上部发现有辉绿岩。湖底地形平坦，凹陷形态由不对称的箕状，逐渐变为对称的碟状。渐新世早期，在西部发育的凹陷带明显向东南扩展，凹陷轴线亦向东迁移，在坳陷东部甚至出现了新的凹陷带，如徐杨桥—黑龙村凸起带东侧的盐山凹陷，在沙河街组一段沉积时期湖盆范围最大。沉降幅度南北有差别，南部地区较为稳定，沉积厚度不大，碎屑物质供应不足；而中、北部由于受边界断层活动的影响，沉积厚度较大。

（4）断陷活动衰减期　晚渐新世东营期断陷活动进一步减弱，拉张速度每年只有0.2～0.3毫米，沉积速度大于沉降速度。区域构造进入上升阶段，尽管其间有相对沉降（如东二段沉积时期），但继其后则是更强烈的抬升。湖盆收缩，水体变浅，最终导致整体上升，遭受剥蚀形成上、下第三系间的区域不整合。

湖盆收缩是自周边逐渐向中心推移的，尤以坳陷西北侧早中期凹陷带分布区的抬升最为显著，沉积中心自北西向南东转移。厚度增大，呈现出以歧口—南堡凹陷为沉降中心的构造格局。

中、北部地区，沉降幅度较大，来自燕山地区的碎屑物质快速堆积，形成了厚约1000米的冲积扇—三角洲沉积体系。南部地区湖水较浅，沉积幅度小，碎屑物供应不足，以浅湖相灰、绿色泥岩为主。

（5）坳陷期　渐新世末的喜山运动使本区整体广遭剥蚀，尔后进入了坳陷发展阶段，沉积了中、上新世馆陶、明化镇组河流沼泽—冲积平原沉积，使黄骅坳陷统一于华北冲积大平原中。

馆陶期本坳陷两侧的沧县和埕宁仍为隆起区，大部分未接受沉积，坳陷内仍保持了南高北低的区域构造特征。正负二级构造仍具东西分带性，但总趋势是西高东低，孔店、港西等隆起区，以微弱幅度依旧反映为正向构造，歧口凹陷为本期主要沉降区。

早第三纪的西部凹陷带，至中新世基本衰退消失，呈单一的东倾斜坡带。东部的盐山、常庄凹陷带发育明显。

明下段沉积期是坳陷主要发展期，沉积范围进一步扩展。明上段沉积期前，构造区域抬升，遭受侵蚀。使明上段和明下段之间存在一个不整合面。在坳陷北部和歧口凹陷的海域部分有大量明化镇组上段表层褶皱，地层倾角最大8°～10°，褶皱幅度向下变小，在馆陶组

底部逐渐消失。这是否反映区内有一个以褶皱变形为主的新构造运动，尚待进一步研究。

第二节 断层分布及特征

黄骅坳陷结晶基底以上有三个区域角度不整合面，划分成四个构造层，即古生界构造层，中生界构造层，下第三系构造层和上第三系构造层。石炭系底，下第三系底为两个层间滑动面。由于中生界及上古生界分布零星，下古生界构造层乃成为新生界沉积盆地的底板层，简称为沉积盆地基底。把太古界或元古界变质基底称为结晶基底，以示区别。切割下古生界基底的断层称为基底断层；仅切割盖层的断层称盖层断层。

一、基底断层的分布与特征

本区基底断层多为印支期以后发育的正断层，按照它们对各级构造单元的控制作用，划分成一、二、三级。

1.一级断层的发育及特征

一级断层系指坳陷的边界断层，控制坳陷的发育和下第三系的分布。计有沧东、滦河和羊二庄三条，分别是黄骅坳陷与沧县隆起，燕山褶皱区和埕宁隆起区的分界断层（表4-2）。

表 4-2 黄骅坳陷边界（一级）断层要素表

断层名称	编号	长度(km)	走向	倾向	倾角	今断距(m)				发育时期
						T_0 (Nm 底)	T_2 (Ng 底)	T_6 (Es 底)	T_8 (Pz_2 底)	
沧东断层	0	320	NE	SE	45°～60°	100	100～300	5000	7000	N–E
滦河断层	1	84	NW 转 EW	SW 转 S	37°	200	200～380	3000	5000	N–Mz
羊二庄断层	30	90	NE	NW	60°	80～140	140～200	160～400	160～400	N–E

(1) 沧东断层 沧东断层走向北东，全长 320 公里。黄骅坳陷位于其东侧的北段，从东光开始到海河以北呈羽状发散，长约 150 公里，是一条由北北东、北西西向两组剪切断裂追踪发育起来的中、低角度的正断层，沙河街组底界断距 5000 米。

沧东断层的断面形态有变化，一般有两种形态。一条呈规则的斜面，在地震反射剖面上有很强的断面波，倾角 45°～60°，在地震资料所能达到的 7 公里深度内，断面产状没有明显变化。另一条是渐新世以来发育的犁形重力滑塌断层面。断面呈曲面状，上部倾角 70°～80°，向下逐渐变缓，或沿印支期古隆起侵蚀面滑动，或消失在深部塑性地层中（多为石炭系煤系地层）。上述两类断层面形态在地震剖面上有清楚的反映（图 4–9）。

沧东基岩断层断面兼有断面、侵蚀面和超覆面三重性。

始新世以后，垂直盆地走向的横向水系大量发育，其中较大的多分布在断裂锯齿尖指向盆外的地段。这些水系横穿断裂带，把平直的断面侵蚀得面貌皆非。如中部沈青庄段，断层面本为斜面状，却变为曲折回转、凹凸交互的复杂几何形态。在平行断层走向的地震剖面

上，出现典型剥蚀充填反射结构，充填有下第三系沉积的峡谷，宽 1～3 公里，向隆起区的伸延长度可达 7 公里。在垂直走向的地震剖面具有反映滑塌侵蚀阶地的反射特征（图 4-10）。沧东断层面在沈青庄段具有第三纪侵蚀面的特点，它成为第三系沉积期的陆源口峡谷系统。

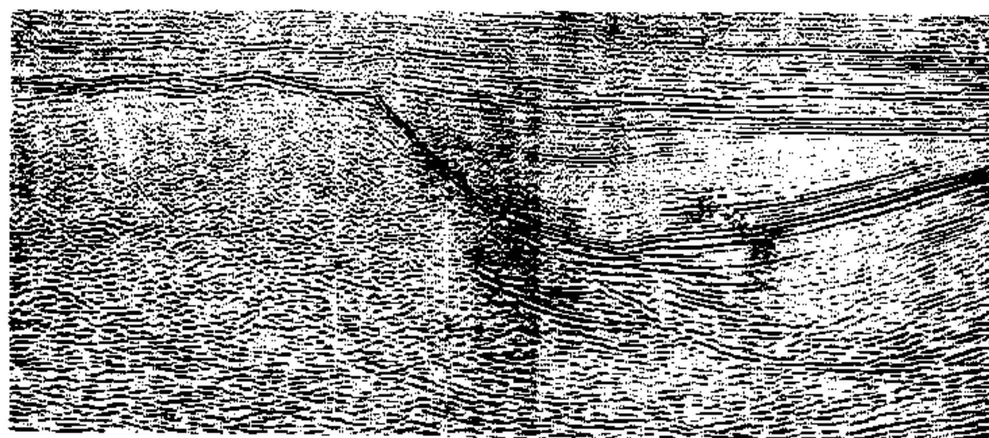


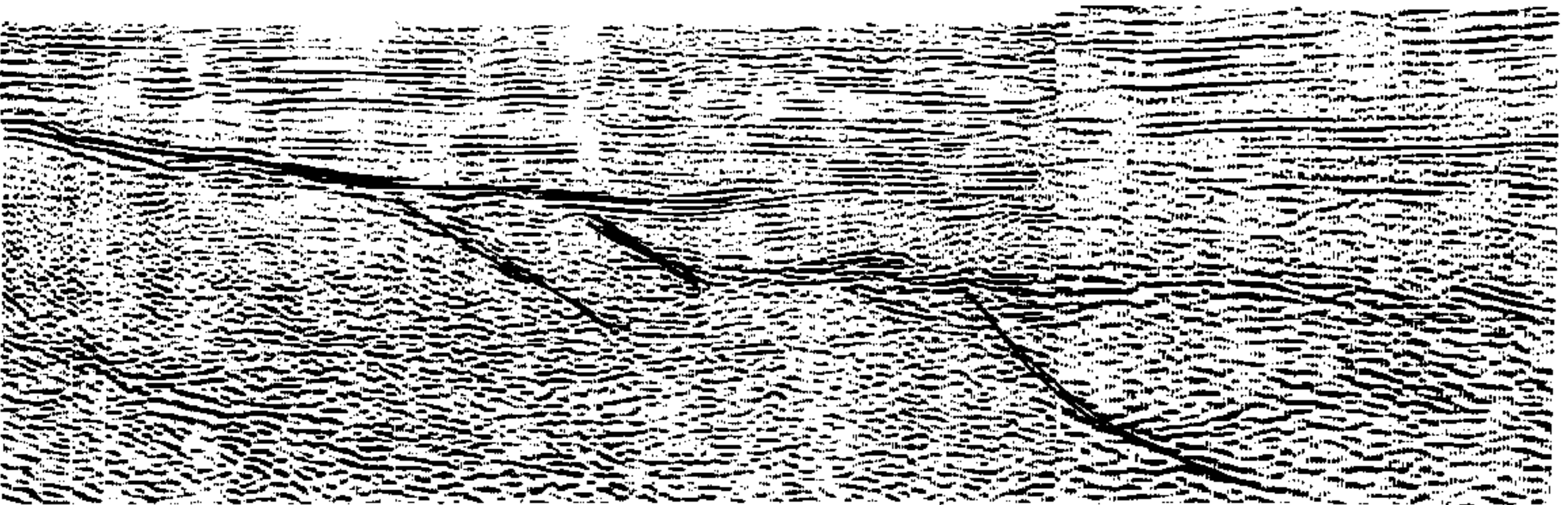
图 4-9　78／178 地震剖面图

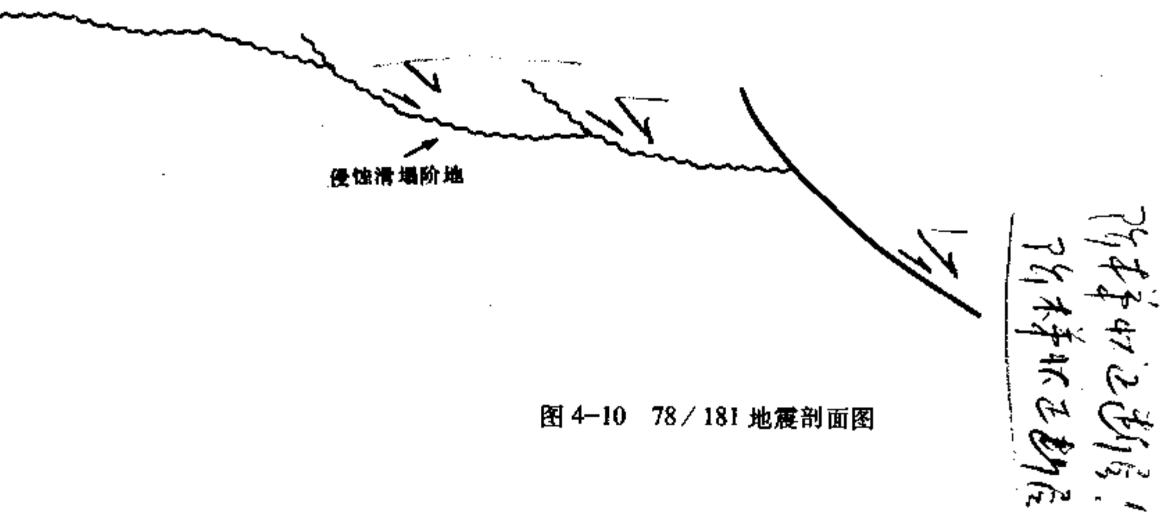
在北东和北西西向两组断层线交接的尖端向湖盆内凸出的地段，往往断面变缓，起伏不平（15°～30°），且具有明显的超覆面性质。如舍女寺到增福台间，孔店组、沙河街组层层向沧县隆起超覆，在湖盆周边有较宽的边缘相带。在粗粒沉积物堆积处，由于差异压实作用，在断面上形成"断鼻"沉积构造。

犁形断层面与上覆层的沉积作用有关，在陆源口碎屑物快速堆积的地段最发育。如沈青庄段，那里是沙河街组三段沉积时期的巨大陆源口，堆积厚度 2000 米。由于沉积载荷的重力和水流作用产生了犁形重力滑塌断层面，断层规模很大，在向凹陷一侧伴生滑塌挤压构造，沙河街组倾角最大为 15°。断层在深度 4000 米以下消失在石炭系煤系地层中。

该断层在印支期已开始发育于沧县古背斜东南翼。在燕山期，断裂主要沿泊头—沧县和沈青庄—双窑两隆起带的东南翼活动（图 4-6）。小韩庄隆起东侧的今沧东断层还未开始活动，其主要活动期在新生代，它的发育无疑对黄骅坳陷的形成有着举足轻重的作用。该断层活动始于坳陷南区，形成南皮始新世凹陷，而后向北转移，形成渐新世板桥—歧口广阔的深凹陷；至海河以北断层线呈羽状，而撒开消失，对下第三系沉积也失去控制作用，使北塘凹陷与沧县隆起以斜坡相接触。

断裂带的下降盘既是沉降中心也是沉积中心。从始新世始，该中心逐渐远离断层。始新





阶梯状正断层！
阶梯状正断层

图 4-10　78／181 地震剖面图

世孔店组和渐新世早期沙三段沉降时期为典型的单断箕状凹陷，沉积中心紧邻断层；而到渐新世中、晚期，沙二、一段及东营组沉积时期，沉积中心离开断层，变为一翼陡，一翼缓的凹陷。

(2) 滦河断层　滦河断层是黄骅坳陷北缘的基底断层。该断层在坳陷内长 84 公里，上古生界底断距达 5000 米，向东伸延情况不清，向西在涧河地区，被北东向展布的老王庄断层切割而终止。活动期为中、新生代，对沉积有明显的控制作用。下降盘乐亭—昌黎凹陷广泛分布有很厚的中、下侏罗统，下第三系沙河街组及上第三系馆陶组；而上升盘上第三系明化镇组则直接覆盖在古生界之上。断层结构比较简单，断面倾角 50°左右，走向平直。和沧东断层一样，控制第三系沉积凹陷的形成和发育。

(3) 羊二庄断层　羊二庄断层位于黄骅坳陷东缘，由盐山和羊二庄等断层组成，是一个北东向展布、不能连续追踪的断裂带，长约 90 公里，规模较小。上古生界底断距 160～400 米，馆陶组底界断距 140～200 米，到海域赵家堡地区走向偏东，变为北东东向。它虽属断开莫霍面的盆缘壳断层，但对坳陷的控制作用较小。该断层的主要发育期为渐新世。

2.二级断层的发育及其特征

二级断层是坳陷二级构造带的主断层或主要断层，断距由几百米到上千米。按其对构造层的切割情况，分为基底二级断层和盖层二级断层。

黄骅坳陷共有基底二级断层 18 条，其中北东向的 10 条：计有徐西断层、黑东断层、孔东断层、港西断层、南大港断层、赵北断层、茶淀断层、黑沿子断层、老王庄断层和李各庄断层；近东西向的 8 条：计有黄骅断层、扣村断层、羊北断层、海河断层、西南庄断层、柏各庄断层、高柳断层和红房子断层。其分布和要素见图 4-11 和表 4-3。

坳陷北区的断层主要受燕山褶皱带的影响，以近东西走向为主，活动期较早，在中、晚元古代已有活动，上升盘普遍有同期花岗岩侵入。也有北东走向的，如李各庄断层等，其活动期比前者晚，在早、中侏罗世开始活动，沿断裂火山活动强烈，形成巨厚的火山碎屑堆积。坳陷中、南区的断裂主要受太行山和鲁西隆起区的影响，大多为北东走向，主要发育期在新生代，少数在晚侏罗—早白垩世，如北大港断层。和北区情况类似，以断裂为中心形成中生代火山碎屑堆积。

二级基底断层在剖面上看，均为倾角 45°～60°的平直状正断层，其中一些与盖层相接，组成上陡、中缓、下又变陡的"座椅"状断面；一些与盖层断层空间位置不完全吻合，形成各种复杂的断层形态（图 4-12）。

现将有代表性的二级断层简述如下：

(1) 徐西（徐杨桥西）断层　由徐杨桥和黑龙村两断层组成，中间被近东西走向的盐山断层分开。断层长约 80 公里，断面倾向北西，倾角 40°～50°，馆陶组底界断距 20～250 米；上古生界底断距 640 米。盐山断层是一条在前第三纪活动、尔后逐渐衰退的隐蔽断层，下古生界在其北侧的徐杨桥断层上升盘为东南倾，在其南侧的黑龙村断层上升盘则为西北倾。始新世时期徐杨桥断裂拉张强烈，对孔店构造带的形成和孔店组的沉积起了重要的控制作用，孔店构造带向西南倾没消失与徐杨桥断层的终止完全吻合。而黑龙村断裂的拉张要弱得多，只对第三系盖层构造和沉积有一定的控制作用。该断层的主要发育期在始新世，是南部始新世断陷沉积的东南边界，在渐新世中、晚期逐渐衰退，成为渐新世湖盆内的断层。

(2) 港西断层　该断层走向北东，断面倾向东南，倾角 25°～55°，延长 35 公里，馆陶组底界断距 50～300 米，沙三段底界断距 400～2300 米。是一条沿印支期古背斜东南翼

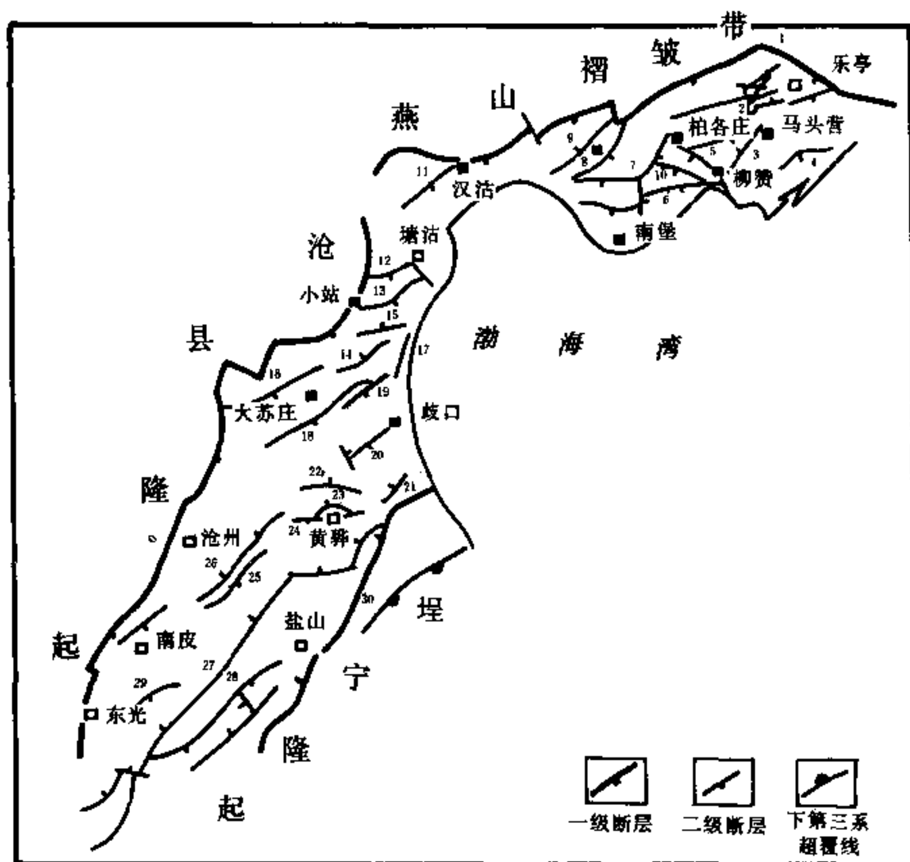


图 4-11　黄骅坳陷主要断层分布图

0—沧东断层；1—滦河断层；2—新寨断层；3—李各庄断层；4—红房子断层；5—柏各庄断层；6—北柳断层；7—西南庄断层；8—老王庄断层；9—黑沿子断层；10—高柳断层；11—茶淀断层；12—海河断层；13—长芦断层；14—大张坨断层；15—板桥断层；16—沈青庄断层；17—唐家河断层；18—港西断层；19—港东断层；20—南大港断层；21—赵北断层；22—羊北断层；23—扣村断层；24—黄骅断层；25—孔东断层；26—孔西断层；27—徐西断层；28—黑东断层；29—灯明寺断层；30—羊二庄断层

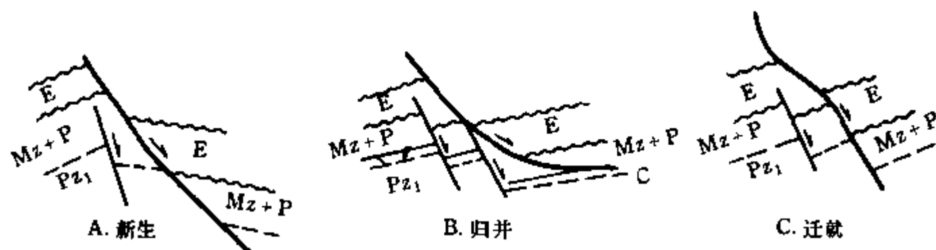


图 4-12　黄骅坳陷基底断层剖面类型图

枢纽带追踪北北东和北西西向两组剪切裂隙发育起来的断层。燕山期活动强烈，在断裂两侧堆积了厚达 500 米的火山碎屑岩及玄武岩。随着火山活动的发展，断裂的垂向错动不断加大。西北侧抬升，东南侧下降，并由于块体活动的不均衡而具有掀斜性质，逐渐由正向正断

层变为反向正断层，中生界由原来的“上超”变为“下超”，印支期古背斜顶部沉陷为凹陷，

表 4-3　黄骅坳陷二级基底断层要素表

地区	断层名称	编号	长度(km)	走向	倾向	倾角	今断距(m)							发育时期
							T_0 (Nm 底)	T_2 (Ng 底)	T_3 (Ed 底)	T_4 (Es_1 底)	T_6 (Es_3 底)	T_8 (Ek_2 底)	T_g (Pz_2 底)	
北部	李各庄断层	3		EW 转 NE	N 转 NW	60°	40	60					280	Mz
	红房子断层	4	陆地 20	NE 转 EW	ES 与 S	30°～68°	50～130	80～240					1500～2200	Mz
	柏各庄断层	5	23	NW	SW	30°	20～310	70～380		1050～2000				Mz～N
	西南庄断层	7	38	EW 转 NE	S 转 ES	30°～61°	90～470	120～690		1300～1400				Mz～N
	老王庄断层	8	23	NE	SE	29°～73°	0～50	30～240					440～1300	Pz～N
	黑沿子断层	9	19	NE	NW	38°～63°	60～150	70～280					700～1450	N～Pz
	高柳断层	10	17	NW	SW	35°～50°	150	150	800	1800	1800			Es_2～N
	茶淀断层	11	23	NE	SE	20°～72°		30～450	170～600	170～60				E～N
中部	海河断层	12	15	EW	S	20°～70°		50	300		1400			Es_2～Ed
	港西断层	18	35	NE	SE	25°～55°		50～350	130～700	180～1400	400～2300			Es_{2+3}
	南大港断层	20	25	EN	SE	40°～50°	80～190	100～200	100～300	200～1150				Es_{2+3}
	赵北断层	21	14	NE	NW	50°～65°	40	60～100		300～500				Es_{2+3}
	羊北断层	22	14	EW	N	46°		100		350	400			Ek
	扣村断层	23	18	EW	N	35°				400	460			Es_1 前
	黄骅断层	24	23.7	EW	S	48°～66°	100～200	140～360		500				Es_1
南部	孔东断层	25	30	NE	SE	42°～45°	50～200	50～200		250～600	100～600	250～1200	100～1200	Ek
	徐西断层	27	84	NE	NW	40°～51°		20～250		20～1400	20～1060		640	Ek
	黑东断层	28	50	NE	EW	37°～65°		50～200						C–P

而南翼上升为隆起。渐新世沉积物的重力负荷作用加速了掀斜运动的发展，并在断裂东南，靠近沉降中心一侧发育了一条盖层重力滑塌断层——港东主断层，及与之配套的派生断层，构成一个结构非常复杂的断裂带，控制了北大港构造带的发育。但该断层越往深处越简单，因所有盖层断层均归并到一条基岩断层上。

(3) 南大港断层　该断层走向北东，延伸长 25 公里，断面倾向东南，倾角 40°～50°，馆陶组底界断距 100～200 米；沙一段底界断距 200～1150 米。晚白垩世由于火山活动形成了南大港古隆起，该隆起由歧 20 和歧 50 两个次一级隆起组成。渐新世沙三段沉积时期，在隆起带南翼发育了南大港断层，断面形态呈座椅状。断裂发育主要受隆起的拱升作用所控制。

在火山岩隆起部位，沿隆起南翼滑动，形成断面较缓的单一断层；在两火山岩隆起之间，断面较陡，具有深部归并的断阶结构。断层西段，为单一缓断层，控制了王徐庄拱升背斜的形成；中段断阶区，与渐新世以来沟通歧南、歧北凹陷的沉积水下沟谷相吻合；东段，断层羽状发散，构成复杂的断块区。

(4) 赵北断层　为一发育在埕北斜坡带上的正向正断层，从陆地到海域，走向由北东转为北东东向，断层面倾向北西，倾角 50°～65°，延伸长 14 公里。馆陶组底断距 60～100 米，沙一段底界断距 300～500 米。围绕埕宁隆起呈弧形展布，对渐新世沉积有明显的控制作用，它是构造变动和沉积作用相对稳定和相对活跃部分间的分界线。断层以北为埕北下斜坡带，以南为埕北上斜坡带，具断阶结构。断层的主要发育期为渐新世和中新世。

(5) 海河断层　是海河—新港—沙垒田北西西向断裂带的西段，发育在塘沽—新港低隆起南翼陡坡带上，走向东西，长约 15 公里，断层面倾向南，倾角 20°～70°，馆陶组底界断距 50 米，沙三段底界断距 1400 米，是坳陷中、北区的分界线。该断层始于燕山活动期，渐新世沙二段到东营组沉积时期产生了大规模重力滑塌，在海河基底断层面之上迭置了海河—长芦重力滑塌断层。

(6) 西南庄、柏各庄断层　是一条追踪断层，由北东向和北西西向两段组成，北东走向的称西南庄断层，北西西走向的称柏各庄断层，前者长 32 公里，后者长 23 公里，总体走向为东西向。沿北西西向一组有中、晚元古代花岗岩侵入，发育较早；北东向一组控制中生界沉积，是燕山期开始活动的断裂；到了第三纪才迁就这两组破裂面追踪形成锯齿状同沉积断层。断层面为平面状，南倾，倾角 60°，只在老爷庙地段略有弯曲。该断层控制了南堡箕状凹陷的形成，是渐新世沙河街组沉积时期从燕山南麓到湖盆区的分界线。

(7) 高尚堡—柳赞断层　高尚堡—柳赞断层是高尚堡—柳赞构造带的主断层，被称作高柳断层。走向北西西，长 17 公里，为断面南倾的反向正断层，倾角 35°～50°。沙三段沉积后才开始发育，一直延续到第四纪。剧烈活动期为沙一段和东营组沉积时期，与西南庄断层共同组成“岸线”断层。在其南侧有一系列台阶断层和滑塌补偿断层，这些断层在深部均与主断层汇聚，形成一个上宽下窄的复杂断裂带，该断裂带控制了高—柳构造带的发育。

(8) 孔东断层　为一条发育在孔店背斜隆起东翼的北东走向的正向断层，长 30 公里。断层面倾向东南，倾角 20°～50°。它的发育与前述的那些基岩断层有所不同，不是在隆起形成之前，而是在隆起过程中逐渐形成的。主要活动期在始新世孔店组沉积时期到渐新世沙三段沉积时期，而后减弱，到渐新世末期趋于消亡。它虽然不控制构造带的形成，但对构造带局部构造的发育起着明显作用。在其下降盘有一系列逆牵引构造和断鼻如官 38、官 3、官 68 等。并有多条近东西走向的斜切断层，其中的一些切割孔东断层上、下盘，自成系

统。另一些只在下降盘分布，其成因与塑性流变、差异压实等沉积作用有关。断层北东端向东转弯，南西端向西转弯，成"S"形展布，这是与北西西构造线复合作用的结果。

二、盖层断层的分布与特征

盖层断层属于二、三、四级。二级断层为二级构造带的主断层或主要断层，三级断层为二级构造带的分块断层，四级断层为块内的分割断层。二级断层对构造带的形成、地层沉积和油气分布有明显的控制作用，本节将对其作较为详细的叙述。至于三、四级断层的分布特征及其控制作用在此不专门论述。

黄骅坳陷内有10条二级盖层断层（新寨、北柳、长芦、沈青庄、大张坨、板桥、唐家河、港东、孔西、灯明寺，见表4-4），按其成因可分成四类。第一类与基底断层活动有关，可以看作基底断层的派生断层，如港东断层，北柳断层东段，第二类与基底隆起的拱升有关，产生在隆起侧翼，如孔西断层，大张坨断层，它们都是一些正向正断层，发育期比较短，是某一构造断裂期活动的产物。第三类与表层褶皱有关，是褶皱后期的纵张断裂，有灯明寺，沈青庄，板桥断层等。第四类与超压泥岩刺穿和沉积碎屑的重力作用有关，有唐家河，北—柳断层西段，长芦，新寨断层可能属于这一类型。对有代表性的各类二级盖层断层简述于后（图4-11）。

1.港东断层

位于北大港构造带南翼，北大港基底断层的下降侧，深部归并于基底断层，可视作沿基底断层二次滑塌的派生断层。该断层长度12公里，走向北东，断层面倾向东南，倾角50°～70°，馆陶组底界断距50～300米，沙一段底界断距100～1300米。为沙三段沉积以后开始发育，上第三系明下段沉积末期活动终止的同沉积断层。活动高峰在沙一段到东营组沉积时期，生长指数分别达到2.2和1.7。它与北大港基底断层平行分布，但分布较短，向西在六间房基岩断鼻附近终止。该断层的断面形态有两种：一种为上陡、中缓、下陡的"座椅"状，它是犁式重力滑塌断层与深部基底剪张断层复合的结果；另一种为简单的犁式断层，向深部逐渐变缓，最后消失在沙三段泥岩层中。其犁式形态有代表性，2000米深度以上断面倾角为70°～80°，自2600米往下，断面倾角急剧减小到45°～30°。值得注意的是，这一深度与歧口凹陷泥岩超静水压力出现的深度，有机质向烃类转化的深度，以及浅层油气藏中流体异常消失的深度恰巧吻合，因而把这一深度作为犁式滑塌断层纵向由开启向封闭转化的分界线。

2.大张坨断层

该断层是发育在北大港构造北翼的正向正断层，长23公里，走向北东，断层面倾向北西，倾角55°～62°，馆陶组底界断距60～140米，沙一段底界断距50～700米。该断层于沙一段沉积时期开始活动，东营组沉积末期达到高峰，尔后即迅速消亡。该断层是由于北大港构造带急剧拱升而形成的，具顺倾向断阶结构，重力滑塌不明显，断面比较陡，在4000米以下才变缓，可能最后消失在下第三系底界不整合面。断距在横向上，变化较大，且不规则，在下降盘有若干个由断距差异引起的小幅度挠曲。在3500米以下出现压力系数大于1.2的高压异常，在3500米以上为压力正常系统，断层由开启向封闭的转变深度大于北大港主断层。

同类型的孔西断层发育在孔店构造带西北翼，是孔店构造于沙三段沉积末期拱升形成的。因孔店组为砂岩含量高的脆性地层，因而具高角度平面状断面。

这类断层的共同特点是：一般发育在构造带缓翼，于构造定型期短期完成的，多为高角

度正断层，在深部变缓消失在塑性地层中或不整合面。重力滑塌不明显，下降侧逆牵引构造不发育，断距差异形成的挠曲较普遍。

3.沈青庄断层、板桥断层

沈青庄断层位于沈青庄滑塌挤压构造南翼，长 22 公里，走向北西，断层面倾向南东，倾角 32°～50°，属于滑塌挤压构造的纵张断层，断面由缓到陡（甚至可能由正断层转变为逆断层），馆陶组底界断距 200 米，沙一段底界断距 1300～1800 米，消失在上古生界中。主要发育期为东营组沉积末期（表 4–4）。

表 4–4 黄骅坳陷二级盖层断层要素表

地区	断层名称	编号	长度(km)	走向	倾向	倾角	今断距(m)							发育时期
							T_0 (Nm 底)	T_2 (Ng 底)	T_3 (Ed 底)	T_4 (Es_1 底)	T_6 (Es_3 底)	T_8 (Ek_2 底)	T_g (Pz_2 底)	
北部	新寨断层	2		NE 转 NNE	ES 转 SEE		60	60					100	Mz
	北柳断层	6	44	EW 转 NEE	S 转 ES	50°～76°	10～300	30～300	30～370	120～800	150～900			Es_1–N
中部	长芦断层	13	14	EW	S	50°～73°		30～80	80～220	100～650				Es_1
	大张坨断层	14	23	NE	NW	55°～62°		60～140	300	50～700				Es_{2+3}
	板桥断层	15	13	EW	N	60°～70°	50～100	50～100	150～200	250～400	300～400			Es_2–Ng
	沈青庄断层	16	22	NW	S	32°～50°		200	160	1300～1800				Es_{2+3}
	唐家河断层	17	12	NE	NW	37°～70°	50～100	60～120	250～400	300～400				Ed
	港东断层	19	12	NE	SE	53°～71°		50～300	70～580	100～1300				Es_{2+3}
南部	孔西断层	26	28	NE 转 NNE	NW 转 NWW	62°～87°		25～50		100～200	150～350	150～450		Ek
	灯明寺断层	29	20	NE	ES	44°～60°				120～300	400～640	360～680	480～800	Ek_1

板桥断层为板桥滑塌挤压构造轴线上的纵张断层，长 13 公里，走向东西，馆陶组底界断距 50～100 米，沙三段底界断距 300～400 米。主要活动期亦在东营组沉积末。断面北倾，并由浅到深逐渐变陡，成反倾向弯曲，最后消失在沙三段中，对渐新世地层没有明显的控制作用。从对板桥、沈青庄断层的简单分析可以看出，该类断层发育在渐新世晚期，对渐新世沉积不起明显的控制作用。断层是伴随滑塌挤压背斜出现的，而滑塌挤压背斜只有在盆地拉张速度较低，拉张已补偿不了块体水平滑移的条件下才能产生。断面形态由浅到深逐渐变陡，甚至具有反倾向弯曲的特征，断层性质由张性逐渐向压性变化，有的由正断层变为直

立断层，甚至变为高角度逆断层，这与构造应力场从深到浅由挤压到引张的纵向变化相一致。

4.唐家河断层

唐家河断层，长12公里，走向北东，断层面倾向北西，倾角37°～70°，沙一段底界断距300～400米。该断层为沿北大港构造带东侧海岸线分布的带状断裂带。亦是犁式同沉积断层，断面的空间位置已被许多钻井资料证实。主要活动期为沙一段和东营组沉积时期。断层沿东营组三段的沉积岸线展布，在其下降盘有厚达百米的河口坝砂岩体分布，向岸外迅速相变为泥质粉砂岩和粉砂质泥岩等前三角洲沉积。砂体分布与逆牵引构造相吻合，十分有利于油气聚集。在断裂带中沙河街组一段钻井取芯泥岩揉皱十分发育，连续井段可达十多米，断层的形成明显地与超压泥岩刺穿和沉积作用有关。

北部贯穿南堡凹陷的北柳断层西段亦属于这一类型，该断层发育在凹陷北缘沙一段到东营组沉积陆坡带和滨湖到深湖的过渡区。

第三节　岩浆活动

黄骅坳陷自印支期以后，有早、中侏罗世，白垩世，始新世，渐新世，中、上新世和全新世多期岩浆活动。因印支期以后，新生代是黄骅坳陷断裂活动最强烈的时期，所以新生代岩浆活动最为广泛。

一、中生代岩浆活动

中生代火山岩主要分布在中南部前第三纪隆起区，孔店—羊三木—黄骅1000平方公里的范围内；在南大港古隆起的歧20井、歧57井高点也有零星分布。经薄片、岩石化学和微量元素综合分析，定为中性—碱性过渡类型的粗安岩。它是来自上地幔原生岩浆，分异作用比较弱。据孔店地区三口井的岩芯样品经钾氩法同位素年龄测定，绝对年龄为65～75百万年，为晚白垩世火山岩系。钻探厚度一般为几十米到200米。岩体多呈扁平锥体，顶面有穹隆（如羊三木、王官屯火山岩体），长轴背斜（如风化店、沈家铺、歧20井火山岩体），断壁山（孔西枣6、枣23、歧57井火山岩体）三种形态。目前根据钻井和地震资料只能粗略地划分出次火山岩和边缘坡积两个相带。次火山岩相为块状黑云母安山岩和英安岩，分层不明显，厚度大，裂缝发育，与古今构造高部位相吻合。边缘坡积相以剥蚀再沉积安山角砾岩为主，纯安山岩很薄，裂缝不发育，处于古今构造围斜部位。火山岩体沿基岩断裂分布，构成次火山锥群，控制上覆第三系盖层披覆构造和断裂的发育。有的顶部隆升成地垒（如羊三木、扣村、歧57井等）有的顶部陷落成复式地堑（如风化店、沈家铺、王官屯等）。盖层断层断距向深部逐渐变小，大多数消失在中生界或上古生界内部。

根据地震和航磁资料综合解释，在沧东断裂带两侧还有中生代花岗岩侵入体分布，呈狭长岩墙、岩盘状，北东向展布。兴济凸起东缘的孔12井，于2787.5～2843米井段钻遇花岗岩风化壳，据岩芯样品测定绝对年龄为1.0亿年。花岗岩体的分布与沧县隆起东缘印支期和燕山期的挤压隆升有关，在这个带上，地震资料也反映出深部有多处逆掩断层显示。

二、新生代岩浆活动

新生代岩浆岩主要为玄武岩，部分为辉绿岩和碱性辉长岩，属碱性钠质岩系，均为地块拉张时期的产物。它们主要分布在坳陷中、南区的西南缘和北区的北缘，其分布与二、三级断层密切相关，在断层交汇或转弯处更为集中。而一级断层虽对本坳陷的形成和发育有很大

控制作用，如沧东断裂带附近，除中生代花岗岩侵入外，新生代岩浆岩分布极少。

截至1985年底，共有218口井钻遇新生代火山岩，分布在孔三段到明下段各组段中。在东营组内分布厚度最大，可达到587.5米（高3井），其它各组厚度分别为：孔三段，66米；孔二段，130米；孔一段，270米；沙三段，177米；沙一段，219米；馆陶组，177米；明化镇组，112米。火山岩的层数反映了火山活动的频率。由绘出的第三纪火山活动频率曲线可以看出，火山活动的高峰期在渐新世东营组沉积时，始新世孔二段沉积时期也是一个小高峰期（图4-13）。

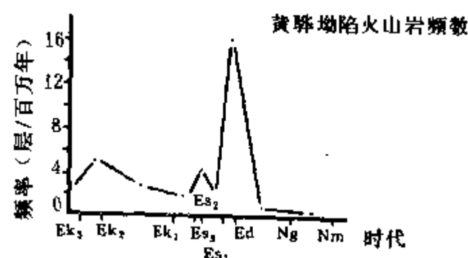


图4-13　黄骅坳陷第三系火山活动频率曲线

不同时期岩浆岩的分布有一定的规律。始新世岩浆岩分布在孔店构造带孔一、二段下部，主要为辉绿岩。岩体分布与断裂联系密切，均呈左列北东向雁行排列，在北东向与近南北向断裂交汇处岩浆岩厚度最大（图4-14）。岩浆活动是形成局部背斜的重要营力，如孔店组的局部构造与同期岩浆岩分布是一致的。

渐新世沙河街组沉积时期，岩浆活动较弱，坳陷中区张巨河和唐家河构造沙一段上部有辉绿岩分布，面积10平方公里。南区有两处：一是分布在孔东断层下降盘的沙二段玄武岩，另一处是分布在黄骅断层北侧的沙一段辉长岩和其南侧的沙三段辉绿岩。北区只在北—柳断层下降盘庙4井地区沙一段上部有近100平方公里的辉绿岩分布，根据地震资料推测，辉绿岩的厚度为200～300米，庙4井钻在分布区的边部，计有4层，厚82米。

渐新世东营组沉积时期，岩浆活动集中发生在歧口—南堡深凹陷中，沿着凹陷中北东向展布的断裂分布，已发现有两处，一处是沿歧南凹陷张巨河断裂带分布的东三段辉绿岩，面积90平方公里，厚度93米（张7井）；另一处分布在北—柳断层上升盘，沿老爷庙断层西侧，呈北北东向展布的玄武岩，厚度80米（南4井），面积85平方公里。根据地震反射特征分析，北堡构造的北侧东营组亦有玄武岩和辉绿岩分布。

在盆地由断陷转入坳陷发展阶段后，于中新统馆陶组沉积早期，在坳陷的中、北部发生了大规模的火山活动。从海2井断裂带到海3井断裂带，再向北伸展到北堡—老爷庙构造带，跨越歧口和南堡凹陷，分布有多层玄武岩，面积达1000平方公里，最大累计厚度可达177米。

上新世明化镇组沉积时期，岩浆活动明显减弱，只有小片零星玄武岩分布。如港东主断层向南凸出的部分，发育了一系列与主干断层正交的小断层，在这4～5平方公里区域所钻的开发井中，于明化镇组下段的顶部均见到厚度不等的玄武岩层。此外，扣村北断层上升盘的歧南1井，以及歧口凹陷海域中的钻孔也有玄武岩发现，经地震亮点剖面检测，均为面积几平方公里级的小片火山岩体。

三、岩浆活动与坳陷的发展

岩浆活动多发生在黄骅坳陷主要发展期的初始阶段，成为各个发展期的序幕。始新世早期强烈的岩浆活动，导致南区的裂陷，形成孔店组地堑型类磨拉石沉积，和与岩浆活动所产生的热传导及热卤水补给有关的蒸发岩沉积。随后岩浆活动显著减弱，强烈的块断运动逐渐为区域性地壳下沉所代替，始新世到渐新世早期形成的相互分隔的断陷区统一为大型广阔的

沉积湖盆，沙一段广布全盆地，达到下第三系沉积史上的最大分布范围。渐新世沙河街组

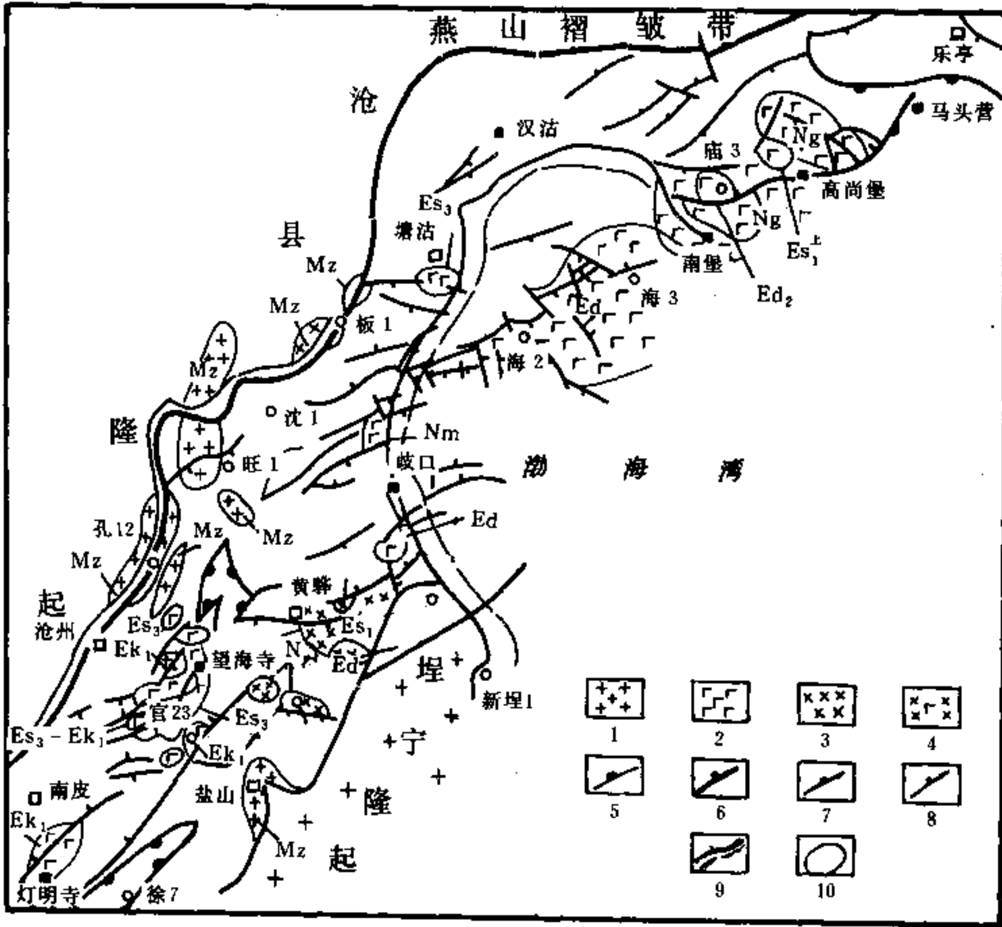


图 4-14 黄骅坳陷第三系火成岩分布图

1—花岗岩；2—玄武岩；3—辉绿岩；4—辉绿岩夹玄武岩；5—盆内凸起；6—边界断层；

7—主要断层；8—一般断层；9—海岸线；10—火成岩体界线

一段上部到东营组三段沉积期，中、北区及海域的岩浆活动又重新增强，导致该地区的扩张深陷，形成了东营组的沉积中心。晚第三纪早期仍以岩浆活动为先导，馆陶组底部玄武岩广布在坳陷中心部位。明化镇组沉积末期为新构造运动初发期，亦有少量玄武岩喷发活动。

岩浆岩主要沿黄骅坳陷内北东向展布的断裂分布，表明该组断裂在新生代以来明显张开，因为它的走向垂直于北西向区域拉伸应力场方向。经化学分析下第三系玄武岩为碱性玄武岩系列，岩浆生成于地下 52 公里处，由源岩的 1～2%部分熔融形成。上第三系玄武岩为偏碱性拉斑玄武岩系列，生成于地下 35 公里处，由源岩的 4～5%部分熔融形成。横跨黄骅坳陷的盐山—大兴地壳测深剖面（图 4-15）表明，莫霍面在黄骅坳陷到沧县隆起分界处是连续的，而在黄骅坳陷与埕宁隆起间，盐山西北 20 公里处有东侧下降断距 4 公里的断裂。该断裂正处于下第三系沉积凹陷之下，联系到埕子口隆起上多处出露于第四系的玄武岩体，和坳陷内中、南区岩浆岩均分布在靠近埕宁隆起一侧的歧南、南皮凹陷中的事实，推测岩浆岩应是沿着该莫霍面隆起边缘壳断裂上涌岩浆形成的。

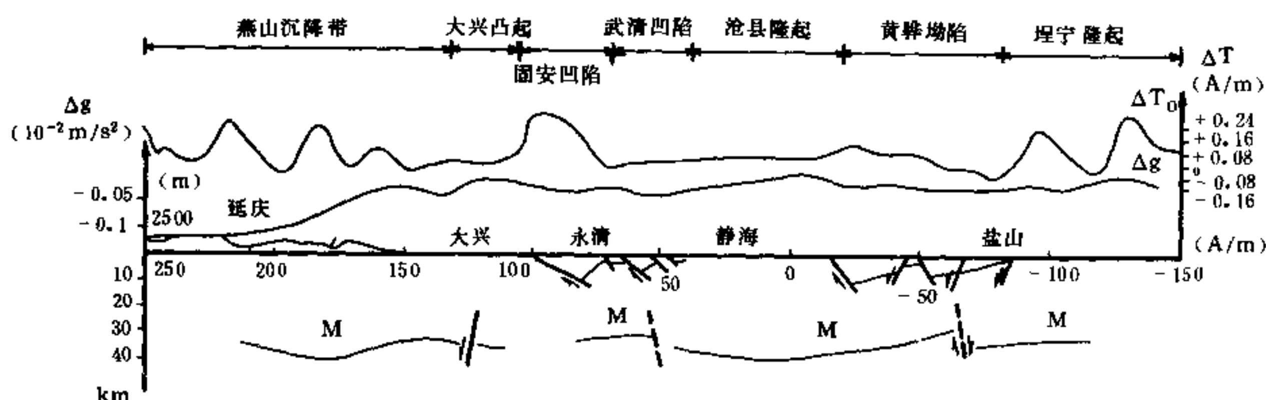


图 4-15 盐山—大兴—延庆测深剖面图

玄武岩和辉绿岩均沿沉积岩层面成组分布，小范围内可以进行对比，在厚度大的地方，上覆沉积地层变薄，形成古构造高部位。

四、岩浆活动与油气藏的形成

许多构造圈闭与岩浆岩体有关，如孔店构造带上的枣园构造，即是孔店期火山岩体形成的背斜构造；南堡凹陷中的老爷庙、北堡构造，是东营—馆陶期玄武岩岩体形成的背斜构造。它们的共同特点是背斜型并具顶部陷落的地堑结构。

岩浆活动还可以造成局部地层增温，加速其影响范围内生油岩的成熟。迄今为止，还未发现岩浆岩对生油层的破坏作用。

玄武岩和辉绿岩亦有一定的储集性能。孔店构造带官 3 断块的官 3 井为沙三段玄武岩储油；张巨河构造带的张 7 井东三段辉绿岩裂缝带储油；风化店地区中生界次黑云母安山岩中已获得一定储量，并已投入开发，成为火山岩储油的最好实例。

第四节 断 陷 结 构

一、半地堑、半地垒为区内地质构造的基本结构

黄骅坳陷和渤海湾其它坳陷一样，为一系列由正断层控制的半地堑凹陷和半地垒凸起组成。半地堑和半地垒是掀斜断块差异升降的结果。掀斜断块是断陷盆地的基本地质结构。

1.掀斜断块的形成

掀斜运动一般不伴随褶皱变形，它是在拉张应力场作用下，由正断层不均衡升降运动引起的。可以沿平面状断层面发生，地层和断层都发生旋转；也可以沿犁式断层面发生，仅地层发生旋转。掀斜和沉积的关系，可以是“先斜后沉”，也可以“先沉后斜”或“边沉边斜”。对掀斜运动最形象的描述是如一副直立并排放置的骨牌向旁侧倾斜和转动，使岩层（或块体）和断面均沿平面状断层旋转，旋转的结果不仅使岩层发生了伸长，使宽度增大，而且也使断块体厚度变小，即地壳明显变薄，因而引起下沉（图 4-16）。

掀斜断块的发育一般经历五个阶段。第一阶段为旋转掀斜。第二阶段重力下沉块体解体，掀斜高部位第二条掀斜断层产生。第三阶段重力滑塌侧向挤压，沿犁式断层发生滑塌，产生侧向挤压构造。第四阶段脊部拱升形成凸起。第五阶段掀斜运动衰退进入坳陷期（图 4-17）。

2.黄骅坳陷主要掀斜断块的发育特征

(1) 板桥—北大港掀斜断块　板桥—北大港掀斜断块位于黄骅坳陷的中部，其西界沧东断层，南界北大港断层，包括板桥凹陷，板桥构造带和北大港构造带。沧东断层为控制断层，发育期由沙三段沉积时期一直延续到东营组沉积末。发育在斜坡上的大张坨断层为与控制断层倾向相反的正向断层，其生长指数沙三段为1，沙二段为1.42，沙一段为1.86，东营组为2.6。沙三段沉积期板桥凹陷为单断凹陷，沙二段后随着大张坨断层的发育才逐渐演变为不对称双断凹陷。东营组沉积末期北大港上隆成地垒，垒块上从沙三段到东营组均遭受不同程度的侵蚀，其中港西高点下第三系侵蚀殆尽，而成凸起。凹陷中的沈青庄，板桥构造均为沙一段到东营组沉积期形成的滑塌挤压构造（图4−18）。

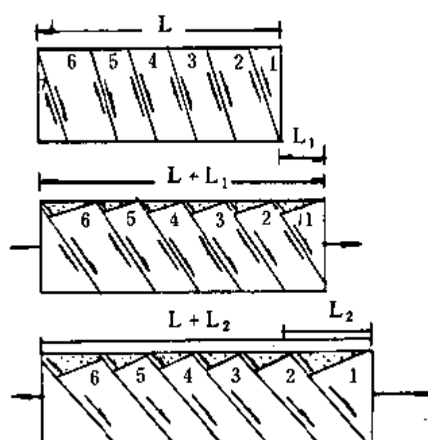


图4−16　掀斜断块运动模式

(2) 歧北—王徐庄掀斜断块　歧北—王徐庄掀斜断块，以北大港断层为界，与板桥—北大港掀斜断块相连。它包括歧北凹陷和南大港构造带。北大港和港东主断层为控制断层，在沙三段沉积早期南大港主断层尚未发育，仍属歧北—埕北断块下斜坡的一部分，沉积中心在北大港断层根部，为一单断凹陷。沙三段沉积中晚期，随着南大港主断层的活动，该断块才从歧北—埕子口断块中分离出来，成为一个独立的断块体。同时，在断块北坡发育了北倾的周清庄断层，使断块具半地堑、地垒结构。在沙一、二段沉积时期周清庄断层以南为滨湖区，以北为深湖区。东营组沉积期在断脊区形成了盖层背斜构造，歧北单断凹陷变为双断凹陷，掀斜断块运动结束（图4−19）。与之类似的还有歧南—羊二庄掀斜断块。

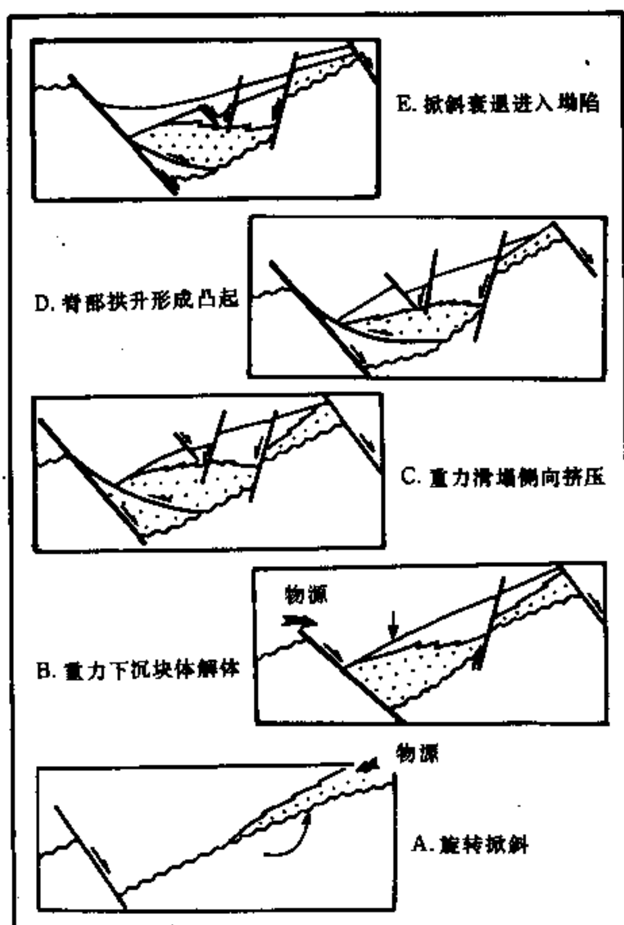


图4−17　掀斜断块发育模式

(3) 高尚堡掀斜断块　为黄骅坳陷北部地区南堡凹陷内一个有代表性的断块。北西向展布的柏各庄断层是控制块体活动的主断层，该

断层渐新世以来长期发育。断块北坡上的高北断层是一条向深处消失在沙三段下部泥岩中的犁式滑塌断层，发育期在沙一段到东营组沉积时期，因此只在沙一段沉积时期柏各庄断层以南的南堡凹陷的北缘由单断型转变为不对称双断型。由于顺倾向的燕山物源充足，沙三段沉积后在柏各庄断层前缘向凹陷一侧发生重力滑塌，导致在高北断层北侧形成小幅度的挤压构造，但由于区域性的北倾背景的影响，只具平缓断鼻形态（图 4–20）。

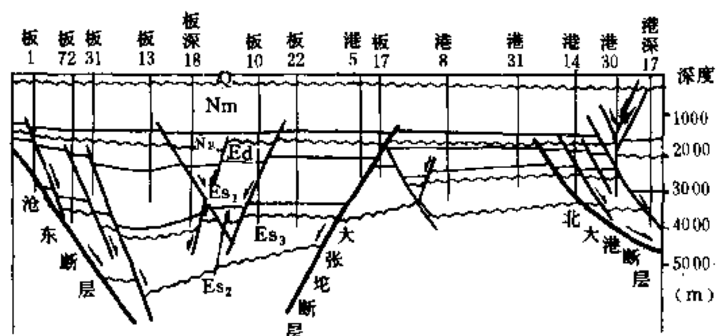


图 4–18　板桥—北大港掀斜断块

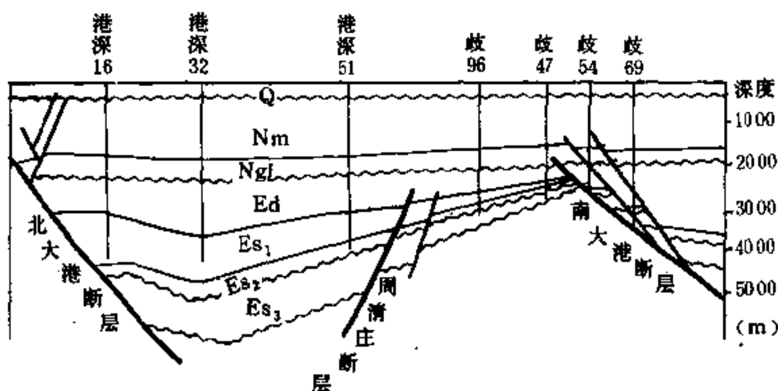


图 4–19　歧北—王徐庄掀斜断块

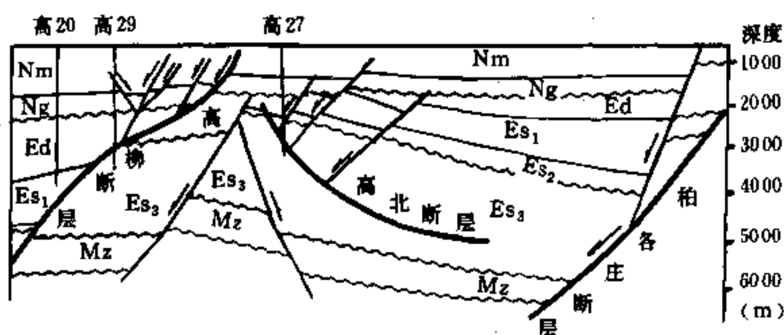


图 4–20　高尚堡掀斜断块

(4) 沧东—徐杨桥复合掀斜断块　该断块与上述掀斜断块不同，由向东西两个方向倾斜的断块组成。沧东断层为控制西侧断块发育的主断层，发育期从始新世孔三段开始，一直延续到渐新世末期。孔西断层系斜坡上发育的正向断层，孔一段沉积晚期到沙三段沉积时期为主要发育期，东营组沉积后逐渐衰退（生长指数 Ek_1 为 1.4；Es_3 为 5.4；Ed 为 2.7），始新世时期沧东为单断凹陷，到沙三段沉积时由于孔西断层的活动才演变为双断凹陷。

块体东南侧发育有断层面北西倾的徐西断层，该断层控制了东侧常庄—孔店断块的演化（图 4-21）。徐西断层与沧东断层有相同的发育期，自始新世开始，至渐新世晚期逐渐衰退、消亡。孔东断层为块体斜坡上发育的正向断层，和孔西断层有相同的发育过程，因此，常庄凹陷在始新世时期也是单断凹陷，不过其倾向与沧东相反，为东南倾，到沙三段沉积期才演变为不对称的双断凹陷。

由于这一对反倾向掀斜断块相向的旋转翘倾，侧向挤压而形成孔店大型背斜带，和其两侧的两个反倾向的凹陷带。后期块体斜坡上一对正向断层的活动，使背斜隆起轴部拱升剥蚀而成为地垒状背斜，组成了复合掀斜断块体。

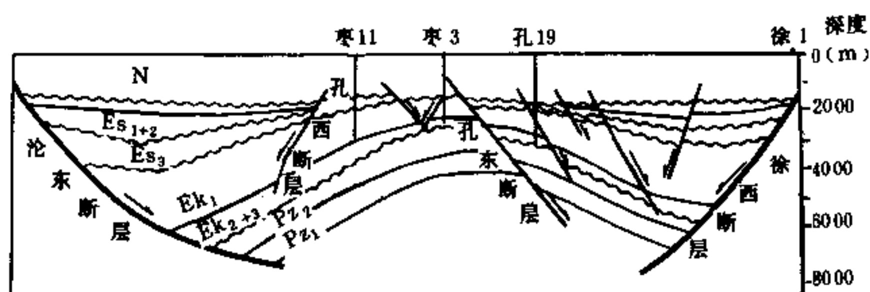


图 4-21　沧东—徐杨桥复合掀斜断块

通过上述对黄骅坳陷南、中、北三个区四个典型掀斜断块实例的分析，可以看出它们有类似的发育模式和结构。

一个掀斜断块一般由断脊、断槽、下斜坡、上斜坡四部分组成（图 4-22）。断脊区以基岩持续拱升为特征，并伴随有火山活动。断槽是掀斜断块构造变动最剧烈的地区，依地应力和边界条件的差异发育有两种不同类型的剖面结构：当以拱升为主时，形成向上撒开、向下收敛的帚状断阶；当以水平拉开为主，且垂直断槽方向有充分陆缘碎屑供给时，则发生重力滑塌形成向下收敛的地堑、地垒断裂系统。上斜坡和下斜坡以枢纽带正向断层为界，把一个斜坡带分割开来。

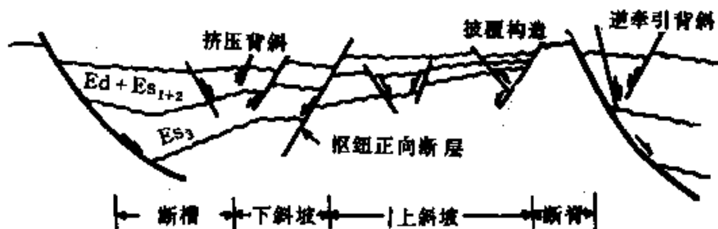


图 4-22　掀斜断块结构示意图

二、掀斜断块控制第三系盖层构造

第三系盖层构造受基底掀斜断块控制，在断脊处形成凸起，分布规模较大的拱升披覆构造和断块构造；断槽成为箕状凹陷的深部位。在紧靠断脊的外侧发育有滚动背斜和断鼻构造。在物源充足的情况下还能形成分布在下斜坡向凹陷一侧的滑塌挤压构造。这些不同成因类型的盖层构造线与基底掀斜断块走向一致。第三系盖层二级构造带的分布完全受掀斜断块体格局所制约。

掀斜断块是在印支期构造变形基础上发育起来的，其主导方向为北北东—北东向。但黄骅坳陷北部受到近东西走向、中生代以来极为活跃的燕山褶皱带的影响；中、南部受到弧形展布的鲁西古隆起的影响，致使不同地区掀斜断块的走向和组合有很大差异。北部地区由北西西和北东两种走向的掀斜断块组成，形成以北西西走向为主的多走向的盖层二级构造带；中区由北东向单一走向的掀斜断块组成，形成北东走向，凸凹相间的多排半地堑，半地垒型的盖层二级构造带；南区由相反倾向的北东向掀斜断块组成，形成具中央背斜带的地堑型构造格局。这三个区以北西西向隐蔽低隆起和断裂带（如南部的东光鼻状构造，中区的羊三木—黄骅低隆起和羊三木断裂，北部的海河—新港断裂带）分隔开来。黄骅坳陷总的构造格局东西分带，南北分区。

1.东西分带

黄骅坳陷内的凹陷和构造带呈北东向雁行排列，沿东西方向来看，往往由一隆两凹、两坡等构造带组成。一隆为由凸起为主体组成的中央构造带，从北往南有老王庄、塘沽、板桥、北大港、孔店、徐杨桥—黑龙村等凸起、构造带组成。凸起、构造带的西侧为南皮、沧东、板桥、北塘等凹陷组成的西部凹陷带；东侧为由盐山、歧口、南堡凹陷等组成的东部凹陷带。在坳陷边缘为隆起与凹陷的过渡区，形成两个斜坡带，即西侧的沧市、增福台和于家岭鼻状构造带，及东侧的羊二庄和盐山鼻状构造带。

2.南北分区

黄骅坳陷按其沉积构造特征划分为南、中、北三个区。南区，系指羊三木—黄骅低隆起以南，东光鼻状构造以北的地区，为由沧东和埕北断层构成的地堑式断陷区，面积 5000 平方公里，包括沧东、南皮、盐山等凹陷和孔店、徐杨桥—黑龙村，灯明寺等构造带。构造带与凹陷带相间排列，呈北东向展布。沧东、南皮凹陷是下第三系早期发育的凹陷，堆积了巨厚的（2000～3000 米）始新统孔店组，渐新世沉降幅度小。盐山凹陷为渐新世中、晚期发育的凹陷，下第三系厚度只有 1000 米。

中区，系指新港—海河断裂带以南，羊三木—黄骅低隆起以北的地区。西侧以沧东断裂与沧县隆起相隔，东侧与埕宁隆起成断超关系，面积 2500 平方公里。区内的正向构造为北东走向的北大港、沈青庄、板桥、南大港、羊二庄等，负向构造为板桥、歧口凹陷，渐新世一直稳定下沉，成为坳陷的沉降中心，下第三系厚度有 4700 米。第三纪断层十分发育。

北区，系指海河—新港断裂带以北的地区，处于燕山褶皱带前缘，包括北塘、南堡、乐亭、昌黎等凹陷，和凹陷之间的老王庄、柏各庄、柏各庄东、马头营、姜各庄等凸起构造带，及凹陷边缘的柏南大型逆牵引（浅层）、断鼻（深层）构造带，凹陷中的北堡、高尚堡断裂构造带等多种构造类型，陆地面积 3000 平方公里。除昌黎凹陷和柏各庄、柏各庄东构造带为北东走向外，其它正、负向构造均呈北西西—东西向排列。负向构造以南堡、北塘凹陷为主体，具沉积厚（下第三系达 6000 米），岩石成熟度低，岩性变化大，生油层系多等特点，亦是渐新世以来长期发育的凹陷。其中乐亭、昌黎凹陷为燕山褶皱带前缘凹陷，渐新世

以来堆积了厚达 4000 米的杂色类磨拉石沉积。

第五节　构造单元划分及分类

一、二级构造单元划分

1.二级构造单元划分原则

1）分隔第三系沉积凹陷的正向构造单元或隆起与坳陷之间的斜坡带或构造带，称二级构造带。各二级带之间的负向构造单元称凹陷。二级构造带由若干个成因相近似的局部构造组成。

2）二级构造带的界限原则上是以主要勘探目的层构造图的最外一根圈闭等深线为准进行划定。

3）可作为一个整体勘探对象。

4）充分考虑以往的划分和命名。

2.划分结果

1）黄骅坳陷总面积 1.7 万平方公里。其中陆地面积 1.2 万平方公里，有 10 个凹陷，面积为 6320 平方公里，有 25 个二级构造带，面积 5680 平方公里（表 4–5，4–6）。

2）坳陷内未划入二级构造带的单独局部构造圈闭共 7 个。它们是西河西、茶淀、新河村、齐家务、张巨河、尚家集、南徐庄，其面积包括在所属凹陷之中（图 4–23）。

表 4–5　黄骅坳陷凹陷数据表

序号	凹陷名称	凹陷要素			
		走向	长度（km）	宽度（km）	面积（km²）
1	昌黎凹陷	NE	40	14	580
2	乐亭凹陷	EW	67	5～15	1045
3	北塘凹陷	EW	56	6～22	800
4	南堡凹陷	NE	42	6	190
5	板桥凹陷	NE	42	4～7	350
6	歧口凹陷	NE	36	9～13	650
7	沧东凹陷	NE	50	9	450
8	南皮凹陷	NE	58	19	1030
9	盐山凹陷	NE	86	6～11	765
10	吴桥凹陷	NE	28	17	460
	合　计				6320

二、二级构造带的类型

按照二级构造带的成因，它们对沉积的控制作用，及其所处的区域构造部位，把它们分

成三大类：潜山构造带，断裂构造带，鼻状构造带。

*1.*潜山构造带

受古生界基底控制，第三纪以来长期发育的正向构造带统称潜山构造带，它们对沉积凹陷有明显的分割作用。全黄骅坳陷共划分出 11 个潜山构造带，它们是：姜各庄、马头营、柏各庄东、柏各庄、高尚堡、老王庄、北大港、南大港、羊三木、孔店和徐杨桥—黑龙村。除北区的姜各庄、马头营和高尚堡及南区的羊三木四个潜山构造带为近东西走向外，其它均呈北东向展布。从南往北由徐杨桥—黑龙村、孔店、北大港、老王庄和柏各庄东诸潜山构造带组成黄骅坳陷中央隆起带主体，呈左列雁行排列，每一构造带内亦有几个次一级左列雁行排列的构造组成。并具有北端向东弯，南端向西弯的"S"形平面展布特征。这种展布形式并不是直扭应力场作用下形成的"多字型"构造变形，而是新生代时期发育的北东向断块隆起与印支期已形成的近东西走向的古隆起复合的结果。现对分别位于南、北、中三区的三个典型实例简要说明如下。

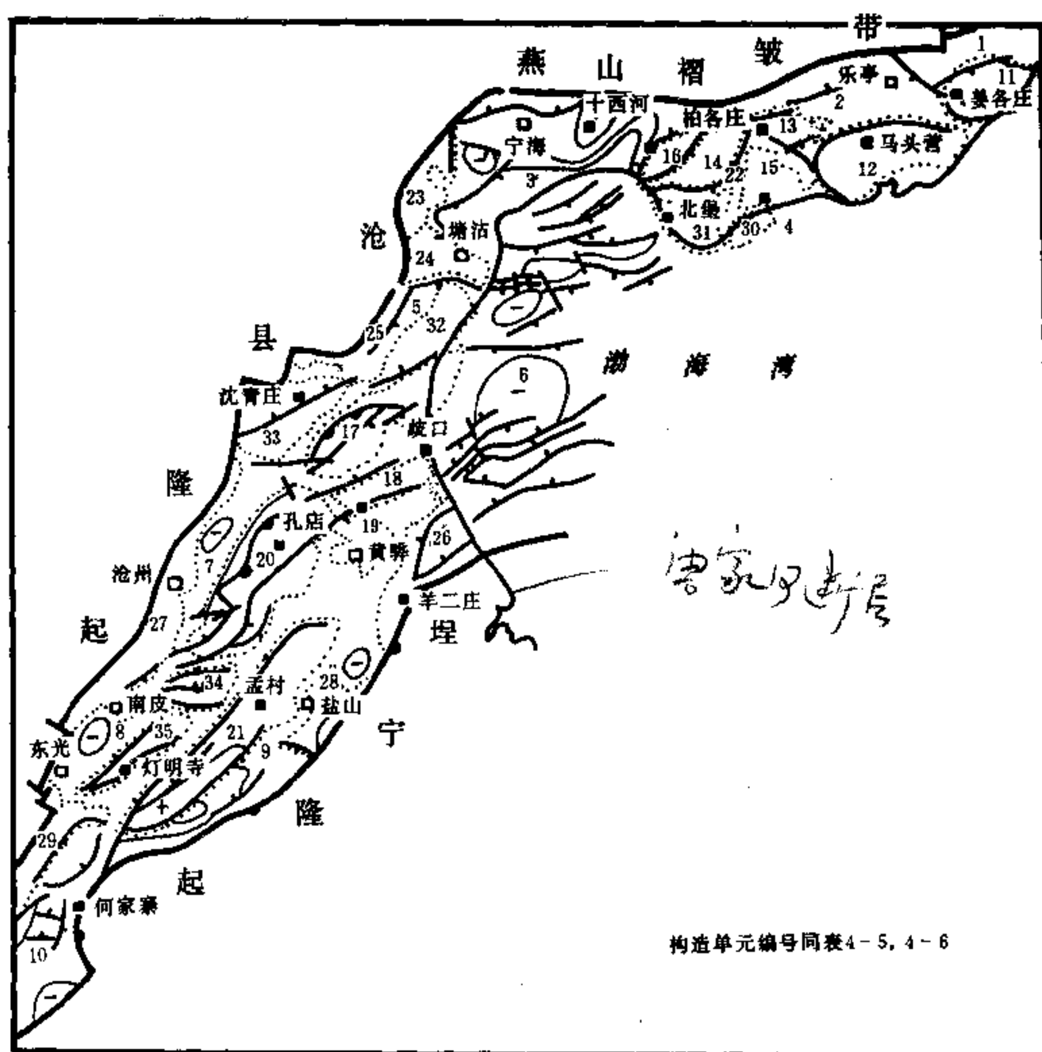


图 4–23　黄骅坳陷构造单元划分示意图

表 4－6 黄骅坳陷二级构造带数据表

序号	类别	二级构造带名称	构造带要素 走向	长度(km)	宽度(km)	面积(km^2)	序号	类别	二级构造带名称	构造带要素 走向	长度(km)	宽度(km)	面积(km^2)
11	潜山构造带	姜各庄	近EW	27	16	450	26	构造带	羊二庄	NE	38	6～10	340
12		马头营	NE	37	12	445	27		沧市	NE	85	2～5	420
13		柏各庄东	EW	18	25	45	28		盐山	NE	13	10	120
14		柏各庄	NE	23	9	220	29		东光	EW	14	5～6	90
15		高尚堡	EW	27	4	110	30	断裂构造带	老堡①				
16		老王庄	NE	17	7	130	31		北堡	NE	20	8	160
17		北大港	NE	40	10	400	32		板桥	NE	31	7	210
18		南大港	NE	27	5	130	33		沈青庄	NE	28	12	325
19		羊三木	NW	16	7～10	120	34		小集	NE	13	7	90
20		孔店	NE	45	14	590	35		灯明寺	NE	34	2～5	170
21		徐杨桥黑龙村	NE	75	9	690			合计				5680
22	鼻状	柏南	NE	42	3～15	85							
23		于家岭	NE	25	7	170							
24		塘沽	EW	17	7	120							
25		增福台	NE	23	2～3	50							

① 待进一步工作。

(1) 孔店潜山构造带 位于坳陷南部的大型背斜带，面积590平方公里。印支期，在区域北北西向水平挤压应力场作用下，形成上古生界顶厚（1500米）翼薄（1000米）的平缓隆起。燕山晚期，在隆起顶部沿北北东向断裂发生火山喷发活动，堆积了厚50～200米的安山岩；伴随安山岩的喷发，隆起进一步拱升，塑造了北北东向隆起带的雏形。新生代，进入了掀斜断块旋转翘倾、侧向挤压的发展阶段，其中包括孔二段沉积期的褶皱隆起；孔一段沉积期的陷落挤压，顶部张陷；沙三段沉积期的块体拱升（图4-24）。

孔二段沉积期，在北西向挤压应力作用下，形成向凹陷倾没的北东走向的大型鼻状隆起。随着隆起的发育，伴随辉绿岩和玄武岩浆活动，形成自来屯、枣园、孔东—小集三个雁行排列的指状次一级构造。

孔一段沉积期，由于徐杨桥西断裂的剧烈活动和孔一段巨厚沉积的重力滑塌作用，早期形成的鼻状隆起由于地层沿断面的旋转和边界的侧向挤压作用而演化为地垒状背斜隆起。而后，纵张断裂开始发育，并有火山活动相伴随，构造顶部陷落成地堑。

沙三段沉积时期，分布在背斜带两翼的孔东、孔西两条正向断层急剧活动，构造轴部块

体拱升，形成“两堑一垒”的构造骨架，同时各类与断裂有关的局部圈闭也形成，把一个比较简单的挤压背斜构造带改造成一个复杂的断裂构造带。经过以上三个发育阶段，最终在孔二段生油岩挤压背斜构造的背景上，形成了以膏泥岩作盖层，河流冲积扇砂体作储集层，断层为主要运移通道的生、储、盖层的时空组合关系和“两堑一垒”各具特色的三个基本油气聚集单元。

孔西地堑带分布着以孔一段枣 IV、V 油层为主的各类与断裂有关的油气藏；孔东—小集地堑带则为以孔一段枣 II、III 油层为主的断块和“次生”构造（逆牵引构造、沉积压实构造，次生挤压构造）油气藏的分布区；中央地垒自孔一段沉积以来长期发育，并与舍女寺断面鼻相联合，成为继承性的隆起带，具有从孔店组到沙一段多目的层、多油藏类型的油气聚集区。此外，在背斜隆起带倾没端还分布有孔一段上部枣 I 油层和沙三段与地层岩性变化有关的各类油气藏，以及在孔二段沉积时期古构造围斜部位分布的自生自储岩性-构造复合油气藏。这样就构成在不同构造部位有不同主力油层和油气藏类型组成的一个整带含油的大型复式油气聚集带。

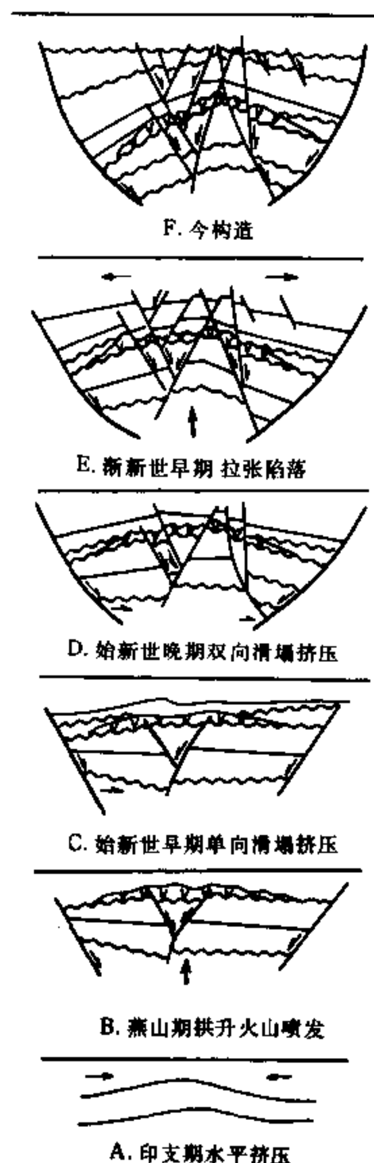


图 4-24 孔店构造带构造发育剖面

(2) 北大港潜山构造带 是分割板桥和歧口凹陷的隆起带，面积 400 平方公里，走向北北东，平面上呈“S”形展布。它经历了褶皱、断裂、火山活动、掀斜断块活动及盖层构造的形成几个阶段。

现今的北大港构造带是在印支期古背斜东南翼上发展起来的，其主断层——港西断层原为追踪北东和北西西向两组剪切断裂的正向正断层，新生代，由于断块不均衡的升降而变为反向正断层，并进入掀斜断块发展阶段。在渐新统沙河街组沉积时期，印支期古隆起的东南翼拱升为断脊，而古隆起顶部反而成为向西北倾的斜坡（图 4–25）。在东营组沉积末的喜山运动期，掀斜断块翼部的正断层——构造带北侧的大苏庄断层和大张坨断层急剧活动，形成从西到东长 38 公里，宽 6～8 公里，面积 245 平方公里的地垒块（图 4–26）。由于垒块的不断拱升和上覆地层沿主断层的重力滑塌，在其东南侧又产生了倾向与主断层一致的次一级重力滑塌断层，即港东主断层和唐家河—白水头断层，以及这些断层的分支断层和伴随的逆牵引构造，即周清庄-六间房断鼻-马西-马东-唐家河-白水头逆牵引构造（图 4–26）。经过这期运动后，本构造带基本定型。

中、上新统馆陶组及明化镇组下段沉积时期，除港西主断层的东段外，其它骨干断层均继续活动，并发育了一些高角度正断层（倾角 60°～85°）。在港西以地垒状凸起为基础，形成了上第三系披覆构造；东部港东主断层下降侧发育了马东、马西等上第三系逆牵引构造。另外值得注意的是港西和港东主断层通过港中 293 断层的联结而成为一条贯穿北大港

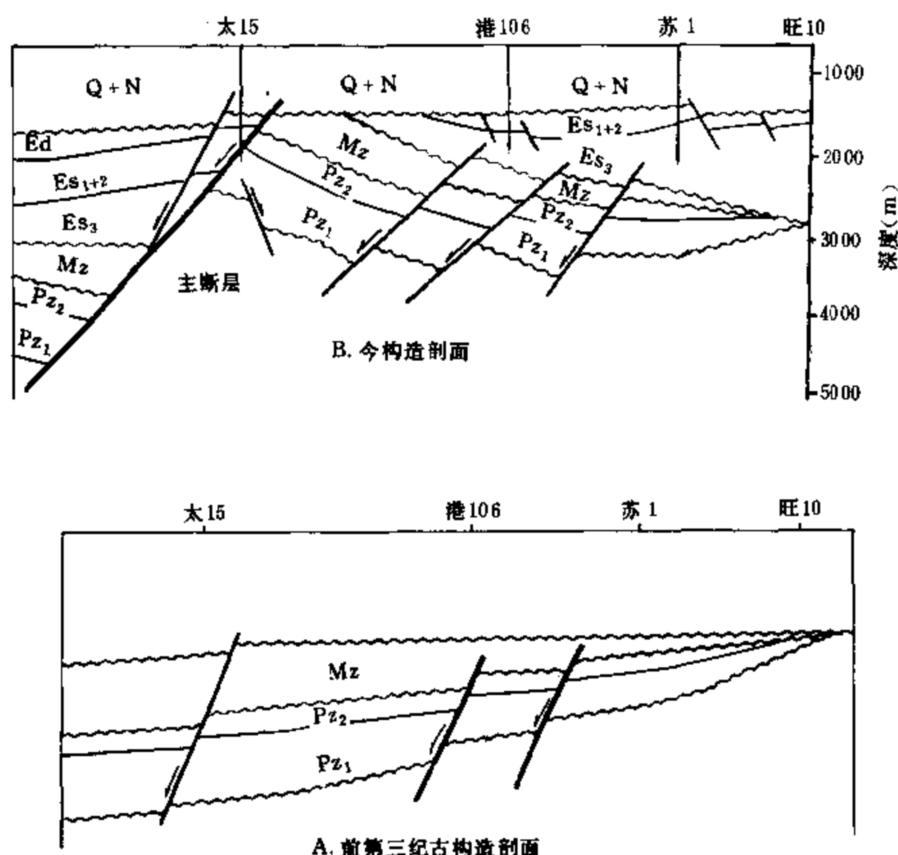


图 4-25　北大港构造带西段构造剖面图

构造带的上第三系主断层，把上第三系分割成上、下盘两大块，上下盘馆陶组和明化镇下段厚度有明显的差异（图 4-27）。

综合上述分析可以看出，北大港潜山构造带是以印支期古隆起为背景，由新生代早期的基岩掀斜断块作用和后期的拱升及沿断层的重力滑塌作用形成的地垒型背斜隆起带。它处于板桥和歧口两个生油凹陷之间，有着多方向和多种渠道（断裂、不整合面、层间）供油的有利条件，又有多生、储、盖层组合和多种圈闭类型，从而形成大型的油气聚集带。垒块以披覆构造和断块油气藏为主，陡坡带以逆牵引构造、断鼻构造油气藏为主，缓坡带是构造背景上的地层，岩性油气藏的分布区。

(3) 高尚堡—柳赞潜山构造带　它是一个分布在南堡凹陷北侧，呈北西西走向的背斜型构造带，是在掀斜断块基础上发展起来的。沙三段沉积时期南堡凹陷北界的柏各庄断裂已经发育，但高尚堡断层只西段略有活动，所以该时期高尚堡掀斜断块还未从南堡断块中分离出来。沙一段沉积时期，高尚堡断层从西到东全线急剧活动，北倾掀斜断块形成。断脊部为沉积古构造高带，对沙一段下部滩、坝砂岩体的分布有一定控制作用。东营组沉积时期高尚堡断层正处于沉积岸线陡坡带，三角洲河口坝砂岩体的重力负荷作用加速了断层的发育，沿断层发生滑塌，形成与砂岩体复合的断阶带及逆牵引构造。同时在块体的北坡发育了与高尚堡断层倾向相反的高北正断层，使构造带主体拱升形成地垒块，由于侵蚀缺失东营组。又由于沉积物沿柏各庄断层的滑塌、沉降，在构造带北坡引起的不均匀挤压，而形成被一系列南

倾反向正断层切割的平缓构造。经过这期运动，高尚堡构造带的构造轮廓基本定型。上第三系沉积时期仅高尚堡断层继续活动，在其下降侧发育了高 57、高 34、柳赞等逆牵引背斜。

高尚堡—柳赞构造带的发育过程和北大港构造带类似，经历了从掀斜断块、垒式拱升到盖层沿主断层的重力滑塌等三个发展阶段，形成了顶部的地垒块，南翼的断阶和牵引构造带及北翼的挤压构造和反向断块等几大部分。垒块为以沙三段油层为主的断块油气藏分布区；南翼为沙一段到上第三系多油层组逆牵引构造及断块岩性油气藏分布区；北翼和东南倾没端由于北东方向物源砂体的上倾尖灭，而成为岩性-构造复合型油气藏分布区，这样就构成了不同层系，不同类型油气藏整体含油的特征（图 4-28）。

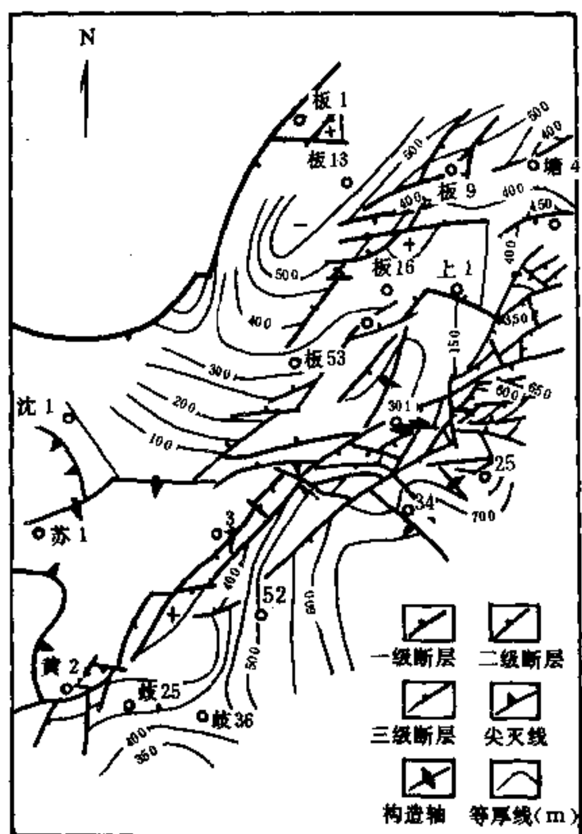


图 4-26　北大港构造带早第三纪末期构造形态图

通过对以上三个典型实例的分析，可以看出潜山构造带的共同构

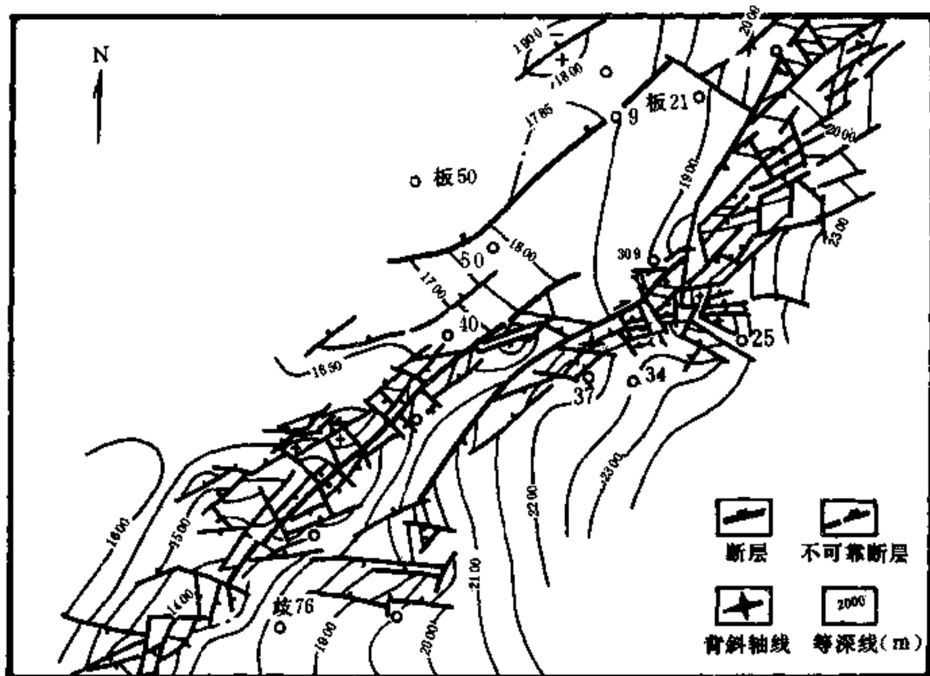


图 4-27　北大港构造带馆陶—明下期构造形态图

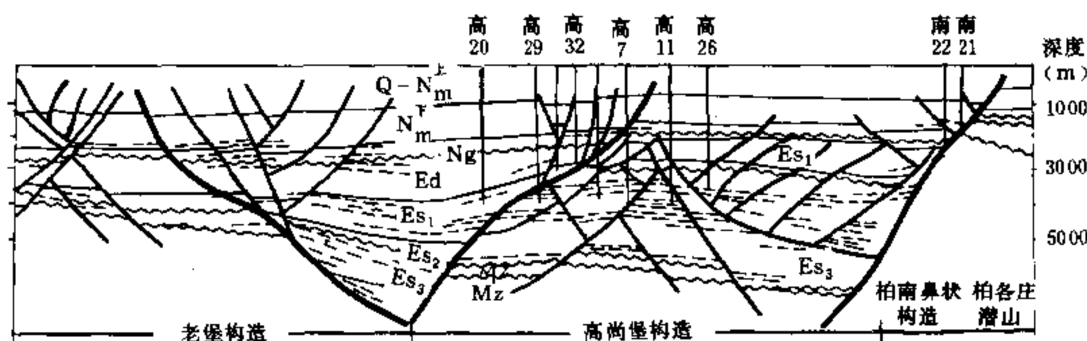


图 4–28 南堡凹陷油藏剖面图

造特征：①均为基岩掀斜断块控制的不对称背斜型构造带，北东走向的东南翼陡，北西走向的北缓南陡；②构造带由中央垒式披覆构造（或凸起）亚带，陡翼的断阶和逆牵引构造亚带，缓翼的滑塌挤压构造亚带三部分组成（北大港构造带西北翼的板桥挤压构造带应作为北大港构造带的亚带）；③第三纪以来长期发育，经历了块体翘倾，垒式拱升，重力滑塌几个阶段，并都经过一次主要活动期而基本定型；④多生储盖层组合，多目的层，多圈闭类型，多供油方式和途径，形成了整带含油的大型复式油气聚集带。

2.断裂构造带

断裂构造带，是凹陷中一些以断裂为基础发展起来的构造带和被断裂复杂化的第三系盖层构造带。前者有老堡、茶淀、小集；后者有北堡、板桥、沈青庄、灯明寺。规模和面积均比潜山构造带小，发育期也较短，圈闭类型也比较少，对凹陷分割作用不明显，因此，严格地说，它们应属于二级负向构造单元内的次级正向构造。下面仍以实例来说明这一类断裂构造带的特征。

(1) 板桥断裂构造带及沈青庄构造带　位于北大港构造带西北的板桥凹陷中，走向北北东，面积 210 平方公里，是一个沿小站—海河弧形断层重力滑塌，侧向挤压形成的第三系盖层构造带。该构造带是在沙二段沉积时期开始发育，东营组沉积末期定型的。它的形成有其特定的地质背景：在沙河街组沉积时期沿小站—海河断层为一水下沉积陡坡带，在陡坡带下侧持续堆积了来自北部燕山物源的浊流和重力流水道沉积，这些高密度流沉积夹于巨厚的深湖相暗色泥岩中，高密度流砂岩体前方为北大港古隆起。在沙二段到东营组沉积时期，密度流沉积沿海河弧形陡坡带大规模下滑，并受到北大港古隆起的阻挡而形成完整的重力滑塌构造序列（图 4–29，图 4–30）。

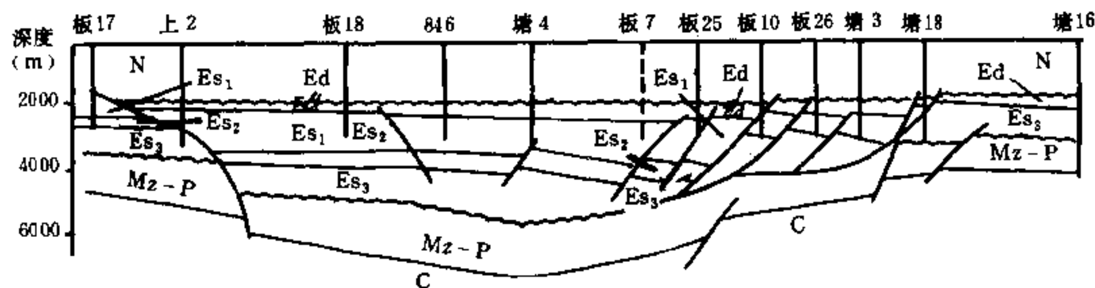


图 4–29 板桥重力滑塌构造纵剖面图

板桥前缘挤压构造为一北东东走向的不对称背斜，向着北大港隆起的一翼幅度小。构造顶部陷落，发育了断距上大，下小（东营组和沙一段断距大，沙三段小），断面倾角上小、下大，成弧形弯曲的纵张断层。

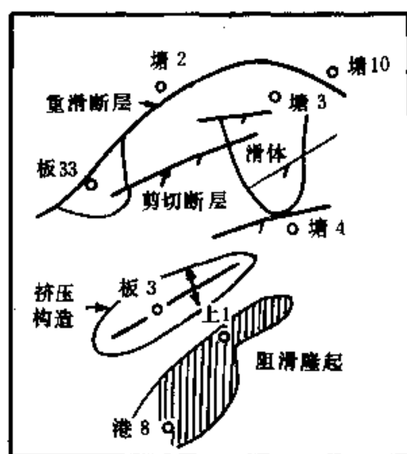


图 4–30 板桥重力滑塌构造体系图

滑体为北倾的断鼻构造，它们的产生与小站—海河断层的弧形弯曲有关。横切断层则是滑体不均匀滑动所产生的张剪应力和沿主滑动面多次滑塌引起的，它们在平面上与主滑断层斜交，在剖面上以帚状向主滑面收敛。

沙河街组重力流水道砂和浊积砂向构造上倾尖灭，并呈叠瓦状分布，从而构成多储盖层组合，多层组大面积构造–岩性封闭，成为构造带最有利于油气富集的部位。油气分布受构造控制，断鼻构造油气藏是其主要圈闭类型。

分布在板桥凹陷南端的沈青庄构造带的成因与板桥构造带十分类似，也是在沙二段到东营组沉积期发育起来的大型滑塌挤压构造。物源来自沧县隆起，沧东断层为主滑断层，港西凸起为阻滑隆起，沈青庄构造为滑体，大苏庄为前缘挤压构造。该构造带油气富集程度低，只在沙三段上部找到小面积气藏。

板桥断裂构造带和沈青庄断裂构造带成因近似，但由于所处的沉积和地球化学环境的差别，其含油气状况却有很大差异。

(2) 北堡断裂构造带 位于南堡凹陷，近东西走向，由分布在北柳断层两侧的北堡构造、老爷庙构造和高 38 井逆牵引背斜组成。

北柳断层走向东西，全长 44 公里。西段（东林里向斜以西）为东营组沉积斜坡带上发育的同沉积断层，是三角洲前缘到湖底浊积砂沉积区的分界线，东营组最大断距 600 米，馆陶组 200 米；东段（东林里向斜以东，含东林里向斜）是上第三纪发育的，为高尚堡主断层的派生滑塌断层。这两条性质和发育期不同的断面在上第三系沉积时期串接起来，成为一条横跨不同构造单元，延伸很长的断裂带。除馆陶组下部玄武岩广布于整个南堡凹陷外，在北柳断层上升盘老爷庙断层以西，有大片东二段玄武岩分布，下降盘有沙一段上部辉绿岩和东一段底部玄武岩和辉绿岩分布。

北堡构造为走向近南北向，顶部塌陷的背斜构造。由于受断层切割、火山活动的影响而复杂化，在构造区内形成多个次一级高点。背斜构造的展布与沙二和沙一段下部厚达 900 米的水下冲积扇体的展布完全一致，差异压实对构造的形成具有很明显的作用。

老爷庙构造是受西南庄断层向南突出的断面所控制的断鼻，发育比较早，沙二段沉积时期已有雏型，东营组沉积时期定型，晚第三纪复杂化，在断鼻上发育了一系列对偶断层及小的逆牵引构造。

高 38 井背斜在北一柳断层东段，为上第三系沉积时期发育的逆牵引构造。钻井证实，断层上、下盘东营组剖面特征及厚度一致。

北堡断裂构造带油气主要沿断裂垂向运移，油气分布受断层两侧的圈闭控制，圈闭的幅

度和断层的规模决定油气的富集程度。

3.断鼻构造带

断鼻构造带是位于断陷边缘以第三系鼻状构造为主的构造带。全区共有 8 个，分布在断陷陡翼的有 6 个，计为东光、沧市、增福台、于家岭、塘沽和位于断陷北缘的柏各庄南；分布在断陷缓翼的有 2 个，为盐山和羊二庄。除柏各庄南以外，均为北东向展布。现对 3 个有代表性的鼻状构造带简要说明于后。

(1) 增福台鼻状构造带　分布在板桥凹陷西侧，长 23 公里，宽 2～3 公里，面积 50 平方公里。为由沧东断层控制的断鼻带，由胡连庄、增福台和小站 3 个断鼻组成。胡连庄为处于北北东和北北西向两组断层夹角处的小型差异断距断鼻；增福台为基岩断面断鼻；小站为小韩庄凸起上的断阶鼻状构造。在沙三段沉积时期，该构造带还处于掀斜断块的断槽部位，到沙二段—东营组沉积时期黄骅坳陷由断陷转为断坳发育阶段，断鼻构造在斜坡带才逐渐形成。因此，断鼻带沙三段为深湖沉积，砂层不发育；沙二—东营组为山麓到湖滨的过渡相，砂层发育。总体上看，这类构造的封闭和保存条件较差，对油气的聚集不利，但仍有局部有利的部分，那就是二台阶下降盘的一些局部圈闭，它们近油源，储集层发育适中，封闭性变好。

(2) 羊二庄鼻状构造带　位于歧南凹陷东南缓坡带上，为被北东走向断层切割的鼻状构造带，面积 340 平方公里。有羊二庄和赵家堡两个断鼻组成，被赵北、羊二庄断层切成上、中、下三个台阶。沙河街组沉积时期物源来自埕宁隆起，为陆缘和水下冲积扇和冲积锥沉积，砂体下倾尖灭，地层上倾超覆、侵蚀。赵北断层以北的下台阶处于水下扇中、下部有利相带，沿断层发育有羊二庄上第三系逆牵引背斜构造和友谊背斜构造，是构造带最有利于油气聚集的部分。中台阶处于扇体中、上部粗相带，虽然发育有若干断鼻构造，但缺少有效遮挡，没有形成油气富集。上台阶为下第三系超覆、侵蚀区，发育有许多上第三系古地貌和地层-构造圈闭，它们沿羊二庄断层呈北北东向展布，已找到庄 6 井等规模不大的稠油油藏。

(3) 柏各庄南鼻状构造带　为一大型逆牵引构造带，沿南堡凹陷北缘的西南庄—柏各庄断层下降盘分布。长 42 公里，宽 1.5～3.0 公里，面积 85 平方公里。构造发育主要在晚第三纪明化镇时期。共有 9 个局部构造，圈闭面积 31.7 平方公里。除南 12 井逆牵引构造有下第三系沙一段构造外，其它仅有上第三系构造。构造幅度上大、下小，明化镇组最大。这些构造对油气封堵和保存条件都比较差。

三、凹陷的类型

各二级构造带之间的负向构造单元称凹陷。黄骅坳陷共分为十个凹陷。根据各凹陷的发育特点可分三类。

1) 长期继承性发育的凹陷。早第三纪长期处于下沉阶段，因此下第三系厚度一般较大，超过 5000 米，在下第三系中组成有利的生储盖组合。属于此类的凹陷有南堡凹陷、板桥凹陷和歧口凹陷等。

2) 早期发育晚期衰退的凹陷。自始新世开始沉降，接受了巨厚的孔店组沉积，但到早第三纪末期衰退，下第三系一般较前者薄，厚 3000～4000 米，有巨厚的生油岩。属于此类的有沧东、南皮、北塘等凹陷。

3) 晚期发育的凹陷。如盐山凹陷为沙一段沉积时发育的，下第三系厚度不超过 1000 米。

第六节　局部构造类型及分布

本区局部构造具有多期发育，多向分布，多种类型和结构复杂的特点，但在分布上仍有一定的规律。

一、局部构造类型

按成因可分为以下 8 种类型。

1.拱升构造

拱升构造，分布在掀斜断块的断脊区，由于基底上拱，盖层发生弯曲、断裂，而产生拱升背斜、拱升断鼻和断块等构造。这种类型的构造均是早第三纪以来长期发育的构造，随着基岩块体的不断拱升，上覆盖层具有向构造顶部超覆、变薄的特点。当隆起幅度较高时，遭受侵蚀而成为缺失下第三系的凸起。

拱升背斜均发育在二级构造带的最高部位，如北大港构造带的港西，南大港构造带的王徐庄，孔店构造带的孔店，羊三木构造带的羊三木等。拱升断鼻或断块多位于拱升背斜的周围或倾没端，其形成期与后者同或偏晚。如北大港构造带的滨南、滨北断块，293 断鼻；孔店构造带的官西断鼻和孔西断块等（图 4–31）。

由于拱升构造紧邻二级断裂，次一级的断层发育，常具有复式地垒、地堑结构，成为很好的油气垂向运移通道，致使油气大规模运移，形成多油层上下叠置的油气藏。黄骅坳陷中已发现 79 个这种类型的构造，已钻探 52 个，其中 26 个获得工业性油气流，成功率达 50%。

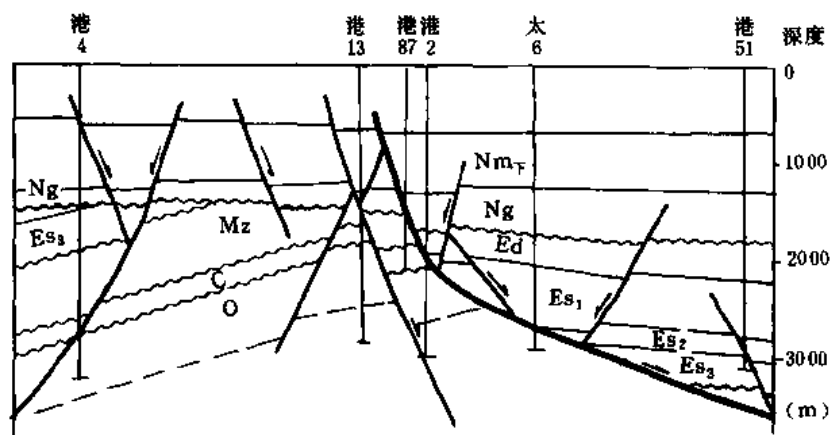


图 4–31　港西拱升构造剖面图

2.滑塌挤压构造

滑塌挤压构造，分布在盆地边部的单断或双断型凹陷中，有双向滑塌挤压型（如乌马营、灯明寺）和单向滑塌挤压型（如长芦、驴驹河、板桥、沈青庄等）两类。形成期一般较晚，中、北区的，多在沙一段—东营组沉积期；南区主要在沙三段沉积期。由于这类构造所处的成油环境优越，构造形成期与油气运移期配合得较好，因而成为十分有利的圈闭类型。在全区所发现的 32 个这类圈闭中，钻探了 17 个，获工业性油气流的 10 个，钻探成功率为 59%（图 4–32）。

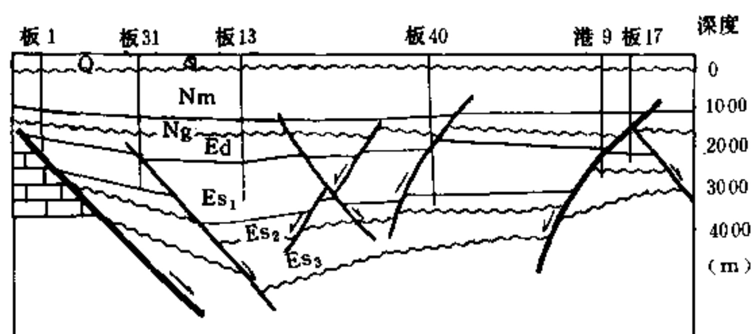


图 4-32 板桥滑塌挤压构造剖面图

3.逆牵引构造

逆牵引构造，是沿犁形同沉积断层滑塌形成的构造，其走向与断层平行或稍有夹角。和重力滑塌挤压构造一样，产生在时代较新的、埋藏深度小于4000米的塑性地层中，在东营组和馆陶组、明化镇组中的逆牵引构造居多。据资料统计表明，只要犁形断层的断距大于150米，这类构造就有可能产生。构造顶部常有次一级反向对偶断层切割形成的复式地堑结构。有时除沿断层下滑，地层向断层反向倾伏、弯曲之外，还有上升盘上拱的联合作用，在这种情况下，断裂系统就更为复杂，在对偶断层系统之外，又迭加上一套帚状台阶断层（向上撒开，向下收敛）把背斜构造切割成复式地垒、地堑，如港东主断层下降侧的马东上第三系逆牵引构造就是一个典型（图 4-33)。

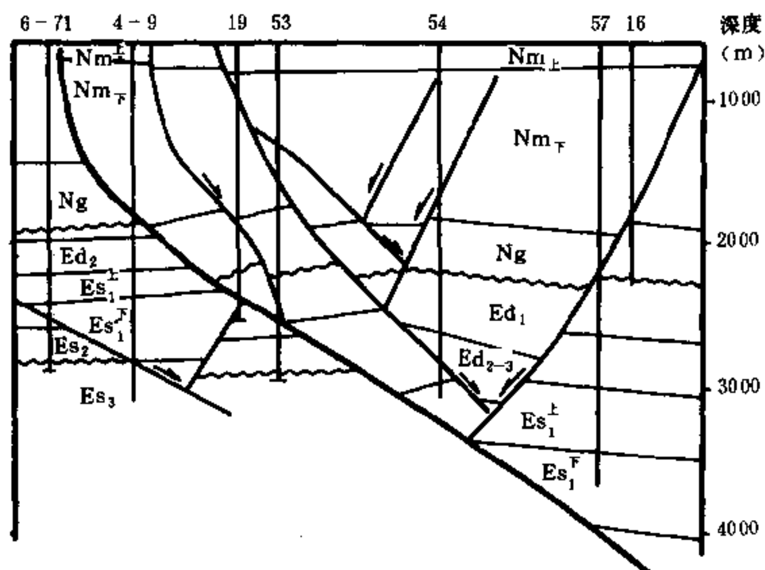


图 4-33 港东上第三系逆牵引背斜构造剖面图

在黄骅坳陷边缘大断层下降侧的逆牵引构造，因与坳陷外隆起的供水区相联，不利于油气聚集，如位于坳陷北缘西南庄断层下降盘的那些逆牵引构造。位于黄骅坳陷内部的逆牵引构造，主要沿沉积岸线带或同沉积断层陡坡带上分布，它们临近生油凹陷，与三角洲河口坝砂岩体、沿岸滩坝砂体，或各类高密度流砂体相迭合，有利于油气聚集，成为主要的油贮类

型。已发现的马东、马西、羊二庄上第三系油田和唐家河东营组油田都是这种类型，具“小而肥”的特点。

4.断面断鼻构造

分布在坳陷边界断层或凹陷内基底大断层的下降盘，其形成受断面的起伏变化所控制。断鼻发育处，断面倾角变缓，一般为25°～40°，断鼻两侧的断面变陡，一般为45°～60°。基岩断面向凹陷凸出的部位，上覆盖层形成鼻状构造，实质上这也是披覆构造的一种。一般是长期发育的，地层有向上倾方向变薄、超覆的特点（图4-34）。

生油凹陷内部的断面断鼻构造有利于油气聚集；坳陷边部的断面断鼻封闭条件差。全坳陷共发现断面断鼻32个，已钻探13个，其中获工业性油气流的4个，如翟庄子、六间房、舍女寺等，成功率为30%。

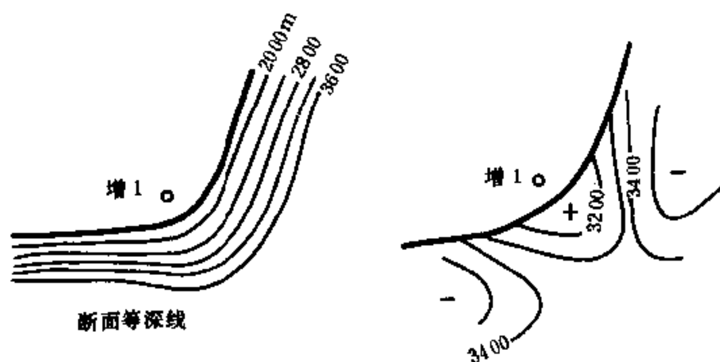


图4-34 黄骅坳陷增福台断面断鼻构造图

5.差异断距断鼻

分布在坳陷边部和内部大断层下降盘，由于沿断层走向断距的大小变化引起挠曲变形而形成断鼻构造。断距的变化可以由地层的不均质，也可以由不同方向构造线的复合迭加造成。前一种因素控制的构造继承性较差；后一种继承性较强。这类构造分布在黄骅坳陷边部的计有胡连庄、于家岭等；分布在坳陷内部的有大张坨下降盘的许多小断鼻和南大港主断层下降盘的一些断鼻。分布在生油凹陷内部的均有利于油气聚集。

6.塑性拱升背斜

这类构造为数较少，仅在沧东凹陷出现，如捷地、觉道庄、沧市等，它们是深部超压塑性地层上拱所产生的表层褶皱。与滑塌挤压构造不容易区分，因沿断层重力滑塌的同时就伴随着侧向挤压和塑性拱升，所以只能以其形成地应力的主次粗略地加以区分。这几个构造的底部为比较平坦的古生代刚性底板层，中部为向构造核部加厚的沙三段和孔一段上部塑性超压地层，上部为具地堑结构的背斜构造。伴随构造产生的张断裂下切不深，均消失在下伏塑性超压地层中。构造走向方向性不强，形态各异。目前对这类构造钻探少，分析认为其成油条件也比较好。

7.火山活动形成的构造

可分成火山喷发和岩浆侵入两类。火山喷发形成的上覆盖层构造顶部断裂发育，呈多方向的复杂地堑组合，断裂下延到火山锥顶逐渐消失。在黄骅坳陷的中南部和北部中生代隆起区这类构造比较发育。孔店构造带西翼地堑带中的风化店构造是一典型火山喷发构造。火山

活动始于晚白垩世，为安山岩，而后在始新世和渐新世又有多期活动，碱性增强，为玄武岩和辉绿岩。安山岩体受其西北翼的北北东向断裂控制，其顶面为近南北走向的短轴背斜构造，被北东向断层切割成一系列地垒、地堑。下伏下古生界为较完整的挤压背斜构造，上覆孔店组及沙三段为顶部陷落，地堑结构的背斜构造，走向变为北北东向。地堑区孔店组厚度明显薄于两翼，上覆盖层构造张断层发育，有利于油气垂向运移，可形成多层系含油。

岩浆侵入形成的构造比较复杂，构造形态和断裂组合随侵入体的产状而异。在孔店西北坡经地震发现的北东走向的中生代岩墙侵入体构造，规模较大，长 16.5 公里，宽 1.5 公里，面积 25 平方公里，呈狭长地垒状。刺穿古生界，上覆孔店组超覆变薄，形成披覆构造。扣村南的扣 3 井构造为沙河街组沉积时期辉长岩侵入形成的构造，第三系上覆层与侵入岩体构造形态一致，均为断鼻。此外，盐山凹陷北部的许多走向不定的背斜构造，经航磁和钻井揭示，为中生代次安山岩体所引起，沙三段超覆在岩体之上。形成披覆构造。这种构造类型的勘探程度低。其详细结构和油气的聚集条件还有待于进一步研究。

8.古地貌构造和沉积压实形成的构造

在黄骅坳陷内，由于下第三系内部侵蚀切割比较弱，古地貌构造数量极少，发现的仅有南大港古隆起北坡沙三段末期反向断层断脊控制的歧 71 井残丘构造。在坳陷外围，凸起周边有较多的晚第三纪前的残丘构造，如羊二庄断阶上斜坡的许多馆陶组底界的构造，馆陶组超覆在东营组或中生界残丘之上。

差异压实构造的种类比较多，大、中型的有水下扇体压实构造，如歧南凹陷中庄 48 井北沙一段上部水下扇主体压实鼻状构造，面积达 63 平方公里；小型的有重力流水道、浊积砂、滩坝砂，生物礁滩等压实构造，如歧南凹陷庄 65 井沙一段上部重力流水道砂压实半背斜构造（图 4-35）；歧 90 沙三段坝砂压实鼻状挠曲；歧北斜坡上的歧 26 井生物礁滩压实鼻状挠曲等。压实构造总的特点是以鼻状挠曲和小幅度背斜为主，断层不发育，分布在凹陷中或凹陷的下斜坡带。目前只找到一些小型的压实构造油藏，随着勘探的深入，必会有更多的发现，是今后需要研究和钻探的重要领域之一。

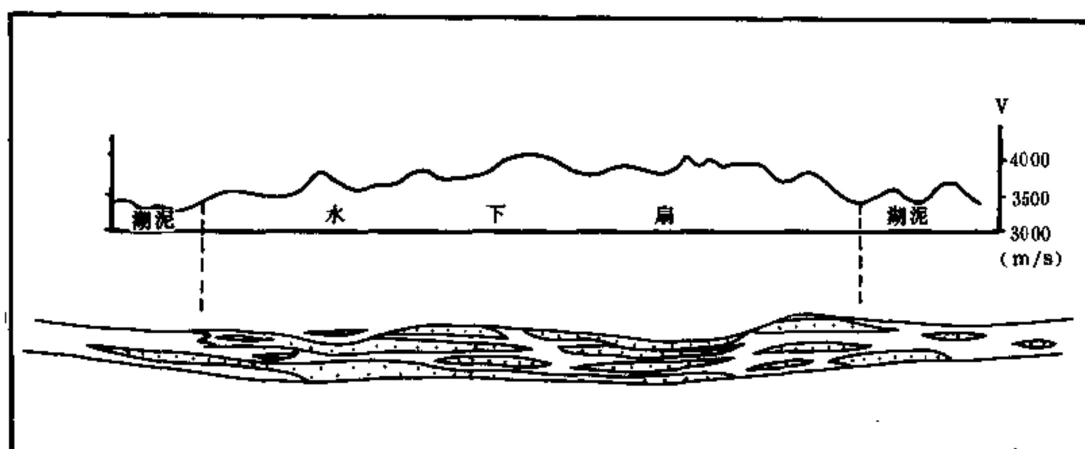


图 4-35　歧南凹陷沙一段重力流水道砂压实圈闭剖面图

二、局部构造的分布特点

受成因条件制约，各类局部构造无论在空间上还是时间上均按一定的规律展布，不同类

型的局部构造分布在特定的区域构造部位。在凹陷边缘一、二级基岩断层的下降盘，为断面断鼻或差异断距断鼻分布区，凹陷中心（断槽）主要分布有滑塌挤压背斜，塑性拱升背斜。逆牵引背斜分布在坳陷内二、三级同生断层下降盘；上升盘断脊则为拱升背斜、披覆构造或垒式断块形成区。箕状凹陷缓坡带为古地貌和差异压实构造分布区。

局部构造的形成和演化受黄骅坳陷演化阶段控制。大致可分为四期：雏形期，发生在始新世，局部构造主要分布在南区，类型单一，以呈北东-北北东向左列展布的背斜型构造为主；发展期，发生于渐新世早期，是各类局部构造的主要形成期，构造的发育除了继承北东—北北东向构造线之外，还出现了北西—北西西走向的构造；兴盛期，发生于渐新世中、晚期，即沙二段到东营组沉积时期，局部构造大量出现，达到鼎盛时期，其类型有拱升背斜，挤压背斜，逆牵引背斜及断面鼻等；衰退期，发生于中、上新世，由于断块扩张活动减弱，本区由断陷转入坳陷发育阶段，新生构造较少，局部构造主要为披覆背斜，断面断鼻及逆牵引背斜。此外，在北部地区和渤海海域上第三系凹陷中心部位，还发现有一些第四纪（包括明上段）表层水平挤压背斜构造。

第五章 油气生成

黄骅坳陷的油气资源非常丰富，油气类型丰富多采，进一步总结其油气生成规律，对加深认识近海湖泊的生油机理，正确估价盆地的含油前景十分必要。本章在干酪根热降解理论的指导下，着重论述下第三系油气生成的地质背景、地球化学特征、生油层评价、油源对比，同时对前第三系主要是石炭-二叠系及中生界生油条件进行分析。

第一节 下第三系油气生成的地质背景

黄骅坳陷是一个新生代发育定型的断陷盆地。早第三纪块断活动加剧沉积作用，形成巨厚的近海湖相沉积，为油气生成提供了良好的条件。

一、近海陆相湖泊是下第三系油气生成的良好环境

黄骅坳陷下第三系生态及岩相研究表明，早第三纪为近海陆相湖泊沉积，该沉积具有稳定的水体，是水生生物繁殖的良好场所；汇聚了陆源有机物质，增强了湖体养分；造成还原环境，保存了有机物质。适宜的古气候条件有利于生物的生存和发育，为油气生成提供了良好条件，其生油能力可与其他类型的湖盆相媲美。

1.稳定的水体是水生生物繁殖的良好场所

近海陆相湖泊和其他类型的湖泊一样，具有稳定的水体，有利于水生生物生长繁殖，下第三系古生物分析表明，地层中见有丰富的腹足类、介形类、沟鞭藻和疑源类水生生物，据不完全统计，本区发现腹足类 40 余属、70 多种，介形类 40 余属、近 400 种，沟鞭藻和疑源类 16 属、7 种，上属生物群主要为淡水生物，也发现少量的半咸水生物分子，如沟鞭藻和疑源类分析表明，本区藻类多属半咸水环境生活的渤海藻科，从藻类和孢粉的比例来看，陆生孢粉占绝对优势，反映了内陆湖泊特征，藻类化石分异度低，反映受海泛影响微弱，表明水体比较稳定。生态表明早第三纪水体为淡-微咸水介质，是水生生物繁殖的有利场所。

2.汇聚了大量陆源有机物质

现代沉积研究表明，湖泊是水生生物繁殖生长的场所，河流是携带陆源有机物的渠道，近海湖泊位于大陆较低部位，近临大海，是大陆水系汇聚的有利场所。现代滦河调查资料表明，滦河每年携带有机质总量为 2.51 万吨，折算成有机碳 1.37 万吨，按此携带量推算渐新世时期，1200 万年中共携带有机物质约 3 万亿吨，渐新世时黄骅坳陷周围水系广泛发育，携带的有机物质非常可观，增加了湖体生物的养分，加速了湖体生物的生长和繁殖。

3.还原环境有利于有机物质的保存

中国科学院兰州地质研究所根据对青海湖的调查结果并结合国内外其它湖泊资料指出，现代湖泊有机质堆积在水深 19～20 米以下的湖底，其沉积物以黑色淤泥与粉砂质淤泥为主、藻类和介形类微生物丰盛，有机碳含量 0.94～2.2%。说明水深 20 米左右已达到还原条件，保存了有机物质。黄骅坳陷下第三系中，二价硫含量为 0.16～0.6%，铁还原系数为 0.2～0.41，属弱还原—还原相，有利于有机质保存。分析结果表明黄骅坳陷沙河街组有机碳最高含量达 3.31%，孔二段最高达 7.71%。

4.适宜的古气候条件

古植被研究表明黄骅坳陷始新世属亚热带；渐新世属亚热带—暖温带古植被，气候湿热—较湿。良好的古气候条件，有利于多种生物的生长发育。

5.良好的生油能力

近海陆相湖泊具有油气生成的良好条件，其有机质丰度和转化能力可与其他类型的湖盆相媲美，见表 5–1。

表 5–1　不同沉积类型有机质丰度及转化能力对比表

沉积类型	水介质条件	盆地及层位	有机碳(%)	总烃(ppm)	总烃/C(mg/g)
现代沉积	淡水	路易斯安娜大淡水湖	0.30	41	12.70
	微咸水	巴尔喀什湖	2.74		
	淡水	贝加尔湖	3.50		
	湖沼	佛罗里达泥碳	37.00	350	0.90
	微咸水	青海湖	3.10	约 400	约 12.90
中国陆相	淡水—微咸水	黄骅坳陷孔二段	7.50	5038	230
		黄骅坳陷沙二、三段	3.31	7128	202
		松辽盆地青一段、嫩一段	7.71	5000	196
		松辽盆地青二、三段	2.94	1954	161
		泌阳凹陷核桃园组	3.69	4003	274
		冀中坳陷沙三段	1.98	2513	202
	淡水	陕甘宁盆地	0.85	2558	223
	微咸水	江汉盆地	0.58	1696	246
陆相	淡水	尤因塔盆地绿河页岩			150
国外海相	咸水	文图拉盆地上、中新统	3.12	1577	50
		阿尔伯达盆地怀特斯佩克斯	2.02	1572	78
		委内瑞拉吕拉组	3.67	2360	64
		巴黎盆地下托尔森页岩	约 10.00		100
		杜阿拉盆地洛格巴巴系	2.20		71.00

从上表可以看出，近海陆相湖泊具有较高的有机质丰度和较强的转化能力，是油气生成的良好环境。

二、多种类型的生油凹陷

根据发育特征将本区生油凹陷划分为三种类型（图 5–1、表 5–2）。

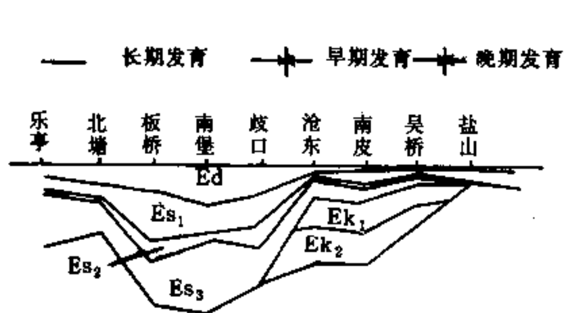


图 5-1 黄骅坳陷生油凹陷类型发育剖面

1.长期发育的生油凹陷

分布于坳陷的歧口—南堡区，包括歧口、板桥、南堡、北塘等凹陷，具有长期发育的特点。以沙三段最为发育，渐新世以来湖盆稳定下沉，水体开阔，下第三系沉积厚度大，达4000余米；沉积速度快，每年达0.48毫米；生油层位多，有效生油岩体积大。乐亭凹陷也属长期发育，主要发育期为沙三期，但因靠近边缘，沉积了一套以红色为主的砂砾岩层，不具生油能力。

表 5-2 黄骅坳陷生油凹陷类型特征表

生油凹陷		发育特征	下第三系最大叠加厚度（m）	沉积速度（mm／a）	生油层位	有效生油岩最大叠加厚度（m）
类型	名称					
长期发育	南堡凹陷	早期发育长期继承	5500	0.46	Es、Ed	2720
	板桥凹陷	早期发育长期继承	5200	0.43	Es_{2-3}	1960
	北塘凹陷	早期发育长期继承	2500	0.21	Es_3	1200
	歧口凹陷	早期发育长期继承	4400	0.37	Es、Ed	2800
早期发育	沧东凹陷	早期发育晚期衰退	4000	0.10	Ek_2、Es_3	800
	南皮凹陷	早期发育晚期衰退	3700	0.08	Ek_2、Es_3	900
	吴桥凹陷	早期发育晚期衰退			Ek_2、Es_3	
晚期发育	盐山凹陷	沙一发育	<1000	0.05	Es_1	

2.早期发育的生油凹陷

分布在沧东—南皮区，包括沧东、南皮等凹陷，始新世发育，渐新世衰退，沉积厚度小，始新统厚2000余米，渐新统厚200～800米，生油层以孔二段为主，其次为沙三段。吴桥凹陷可能也属此类型。

3.晚期发育的生油凹陷

盐山凹陷，渐新世晚期发育，主要发育期为沙一期，沉积厚度小，一般小于1000米，沉积速度平均每年为0.05毫米。生油层埋藏浅，一般小于2000米。

三、多套生油层系

黄骅坳陷下第三系可划分为两大沉积旋回即始新世旋回和渐新世旋回，渐新世旋回中又划分为早期旋回（沙三期）和晚期旋回（沙二—东营期），在多旋回的控制下黄骅坳陷下第三系形成了五套生油层系，即：孔二段、沙三段、沙二段、沙一段和东营组。

1.孔二段

分布在坳陷南区沧东—南皮凹陷，为内陆湖相沉积，暗色泥岩厚400余米，有效生油面积为1176平方公里，有机碳含量高，为2.25～3.48%，氯仿沥青"A"含量为0.18～0.28%，转化程度低，总烃含量为849～1905ppm，烃／有机碳为2.6～4.2%，是黄骅坳陷南区的主要生油层系，各凹陷生油指标分列于表5-3。

表5-3　黄骅坳陷孔店组生油层主要地球化学参数表

凹陷名称	主要生油层	有机碳(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组分(%)				总烃(ppm)	烃/有机碳(%)
				烷烃	芳香烃	非烃	沥青质		
沧东凹陷	Ek_2	3.27	0.282	45.19	13.47	36.12	5.23	1 905	4.2
南皮凹陷	Ek_2	3.48	0.188	29.06	10.56	54.60	5.42	850.7	2.6
吴桥凹陷	Ek_3	0.44	0.02	43	10.11	39.36	7.45	111	3.9

2.沙三段

全区都有分布，以中—北区最为发育，属半深水—深水湖相沉积，生油层厚1000余米，有效生油面积5420平方公里，有机碳含量为0.75～1.48%，氯仿沥青"A"含量为0.15～0.25%，总烃含量为620～997ppm，烃／有机碳为2.7～7.2%。是中—北区主要供油层系。南区沙三段沉积较薄，厚约400余米，属浅湖相沉积，有效生油面积642平方公里，有机碳含量为0.94～2.22%，氯仿沥青"A"含量为0.13～0.16%，总烃含量为507～962ppm，烃／有机碳为2.1～5%。各凹陷生油参数如表5-4。

表5-4　黄骅坳陷沙三段主要生油参数表

凹陷名称	有机碳含量(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组分(%)				总烃(ppm)	烃/有机碳(%)
			烷烃	芳香烃	非烃	沥青质		
南堡凹陷	0.75	0.073	34.19	12.12	28.95	23.4	450	4.6
北塘凹陷	0.89	0.058	25.84	12.73	43.09	16.35	259.4	2.7
乐亭凹陷	0.106	0.417	26.32	10.33	40.76	14.58		
板桥凹陷	1.08	0.1002	38.55	17.79	31.01	12.36	620	5.9
歧口凹陷	1.48	0.184	37.93	14.68	35.63	12.06	997	7.2
沧东凹陷	2.22	0.136	25.05	12.6	54.4	7.94	507	2.1
南皮凹陷	2.06	0.169	35.14	15.16	40.65	8.52	962	5.0
吴桥凹陷	0.94	0.053	30.43	18.78	35.73	11.29	287	2.5

3.沙二段

主要分布于歧口、板桥、南堡等凹陷，属滨湖、浅湖相沉积，地层厚600余米，暗色泥岩厚250米，有效生油面积为4712平方公里。有机碳含量为1.16～1.33%，氯仿沥青"A"含量为0.11～0.16%，总烃含量为901～2120ppm，烃／有机碳为8～10%。各凹陷生油指标见表5–5。

表5–5 黄骅坳陷沙二段主要生油参数表

凹陷名称	有机碳含量(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组分(%)				总烃(ppm)	烃/有机碳(%)
			烷烃	芳香烃	非烃	沥青质		
歧口凹陷	1.33	0.162	43.45	15.95	28.52	11.43	1220	9.9
板桥凹陷	1.16	0.113	45.03	16.32	25.42	13.22	901	8.2
南堡凹陷	0.31	0.025	40.17	14.41	31.1	17.61	125	4.0
南皮凹陷	1.89	0.09	31.47	9.57	50.04	8.91	309	2.9
吴桥凹陷		0.26	22.83	14.16	42.22	11.11	962	

4.沙一段

主要分布在板桥、歧口、南堡等凹陷，地层厚800～1000米，属湖相沉积，生油层厚400～600米，有效生油面积为3815平方公里，有机碳含量为0.41～1.54%，氯仿沥青"A"含量为0.03～0.24%，总烃含量为161～1 247ppm，烃／有机碳为3～10.5%，其中沙一段上部生油条件较好。各凹陷生油参数见表5–6。

表5–6 黄骅坳陷沙一段生油参数表

凹陷名称	有机碳含量(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组分(%)				总烃(ppm)	烃/有机碳(%)
			烷烃	芳香烃	非烃	沥青质		
南堡凹陷	0.64	0.087	41.1	13.51	28.34	13.72	512	6.0
北塘凹陷	0.41	0.027	27.57	15.5	39.84	12.42	161	3.2
乐亭凹陷	0.02	0.01						
板桥凹陷	0.85	0.05	35.98	16.90	32.84	14.37	333.6	4.0
歧口凹陷	1.54	0.20	40.29	16.76	30.33	12.07	1247	10.0
沧东凹陷	1.80	0.15	27.32	14.63	47.38	9.95	847	3.0
南皮凹陷	1.78	0.13	29.27	14.92	45.38	9.17	395	3.0
吴桥凹陷		0.043	23.04	13.91	40.87	14.78	159	2.5
盐山凹陷	1.85	0.08	25.56	15.21	52.85	6.57	351	3.0

5.东营组

全区都有分布，但有效生油范围仅限于歧口、南堡凹陷的深部地区，有效生油面积为1342平方公里，有效生油层厚200米。属滨—浅湖相沉积，有机碳含量为0.28～1.08%，氯仿沥青"A"含量为0.017～0.08%，总烃含量为64～463ppm，烃／有机碳为2～4%。多具不成熟特点，生油条件较差，各凹陷生油指标见表5−7。

表5−7 黄骅坳陷东营组生油参数表

凹陷名称	有机碳含量(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组分(%)				总烃(ppm)	烃/有机碳(%)
			烷烃	芳香烃	非烃	沥青质		
南堡凹陷	0.46	0.054	39.12	14.22	32.28	14.19	293	3.2
板桥凹陷	0.5	0.028	35.16	22.38	33.67	17.18	204	3.5
歧口凹陷	1.08	0.08	36.85	15.91	31.02	14.62	463	4.0
北塘凹陷	0.28	0.017	23.92	11.35	43.19	15.91	64	2.2
沧东凹陷	1.33	0.076	21.14	7.47	49.16	16.87	262	1.5
南皮凹陷	1.08	0.062	30.65	13.12	45.49	10.0	278	3.6
盐山凹陷	0.99	0.045	24.81	13.74	54.83	6.52	167	2.0

第二节 下第三系地球化学相

地球化学相主要指沉积和成岩作用中的地球化学环境，生油研究表明当生油层系发育时，往往处在湖盆持续稳定下沉阶段，该阶段处于半深水—深水沉积和还原环境，使有机质得以保存。研究盆地沉积时的地球化学环境，对了解有机质转化方向十分重要。黄骅坳陷地球化学相的研究，主要是通过泥岩中赤铁矿、菱铁矿、黄铁矿中变价元素铁、硫的相对含量和相对比值进行的。

一、地球化学相的划分

有机质向石油转化是在还原条件下进行的，作为衡量还原程度的标志，我们采用郑爱珠同志提出的我国陆相沉积地球化学相分类标准进行划分（表5−8）。

二、地球化学相类型

根据大量的岩石化学分析，黄骅坳陷下第三系二价硫含量为0.04～0.63%，铁还原系数（K值）为0.09～0.44。各种铁相对总铁百分含量变化较大，$Fe^{+++}HCl$为9.45～45.99%，$Fe^{++}HCl$为51.6～77.1%，$Fe^{++}S_2$为4～20.9%。各凹陷的岩石化学特征见表5−9。

根据地球化学相划分标准，从表5−9可以看出，黄骅坳陷下第三系的矿物相为赤铁矿—菱铁矿相、菱铁矿相、黄铁矿—菱铁矿相，地球化学相为弱氧化亚相—还原亚相。

三、地球化学相分布

黄骅坳陷下第三系的地球化学相类型比较简单，共划分三个地球化学相区：弱氧化亚相

表 5-8 我国陆相沉积地球化学相分类

划分指标 / 地球化学相		铁还原系数 K	相对总铁百分含量			矿物地球化学相
			$Fe^{+++}HCl$	$Fe^{++}HCl$	$Fe^{++}S_2$	
氧化相	强氧化亚相	<0.05	>75	<25	0	赤铁矿相
	氧化亚相	0.05～0.12	50～75	25～50	0	菱铁矿—赤铁矿相
	弱氧化亚相	0.12～0.2	25～50	50～75	微 量	赤铁矿—菱铁矿相
还原相	弱还原亚相	0.2～0.3	<12.5	>75	<12.5	菱铁矿相
	还原亚相	0.3～0.55	微 量	50～75	25～50	黄铁矿—菱铁矿相
	强还原亚相	0.55～0.8	0	25～50	50～75	菱铁矿—黄铁矿相
硫化氢相		>0.8	0	<25	>75	黄铁矿相

表 5-9 黄骅坳陷分凹陷岩石化学参数表

凹陷名称	层位	$S^{=}$ (%)	铁还原系数 K	相对总铁百分含量			矿物相	地球化学相
				$Fe^{+++}HCl$	$Fe^{++}HCl$	$Fe^{++}S_2$		
乐亭凹陷	Ed	0.06	0.16	39.70	58.10	2.20	赤铁矿菱铁矿相	弱氧化亚相
	Es	0.06	0.15	45.99	51.66	2.36	赤铁矿菱铁矿相	弱氧化亚相
南堡凹陷	Ed	0.04	0.18	29.90	68.50	1.60	赤铁矿菱铁矿相	弱氧化亚相
	Es	0.14	0.23	20.79	74.33	4.87	赤铁矿菱铁矿相	弱氧化亚相
北塘凹陷	Ed	0.09	0.18	34.00	62.90	3.10	赤铁矿菱铁矿相	弱氧化亚相
	Es	0.23	0.26	16.00	77.00	7.00	菱铁矿相	弱还原相
板桥凹陷	Ed	0.17	0.19	33.00	63.00	4.00	赤铁矿菱铁矿相	弱氧化亚相
	Es	0.25	0.31	13.40	76.30	10.30	菱铁矿相	弱还原亚相
歧口凹陷	Ed	0.14	0.25	16.77	77.11	6.12	菱铁矿相	弱还原亚相
	Es	0.39	0.33	8.97	75.53	15.44	黄铁矿菱铁矿相	还原亚相
沧东凹陷	Ed	0.37	0.29	18.20	69.63	12.17	菱铁矿相	弱还原亚相
	Es	0.63	0.40	9.45	66.67	23.88	黄铁矿菱铁矿相	还原亚相
南皮凹陷	Ed	0.30	0.27	15.09	74.79	10.12	菱铁矿相	弱还原亚相
	Es	0.58	0.39	9.68	69.42	20.19	黄铁矿菱铁矿相	还原亚相
盐山凹陷	Ed	0.41	0.31	16.32	69.26	14.42	黄铁矿菱铁矿相	还原亚相
	Es	0.42	0.34	11.39	72.38	16.23	黄铁矿菱铁矿相	还原亚相

区分布在北部近物源区，包括北塘凹陷北部，南堡凹陷北部；弱还原亚相区主要分布在北塘、南堡凹陷南部，板桥凹陷及歧口凹陷北部，还原亚相区分布在歧口凹陷南部及黄骅坳陷南部地区（见图 5-2）。

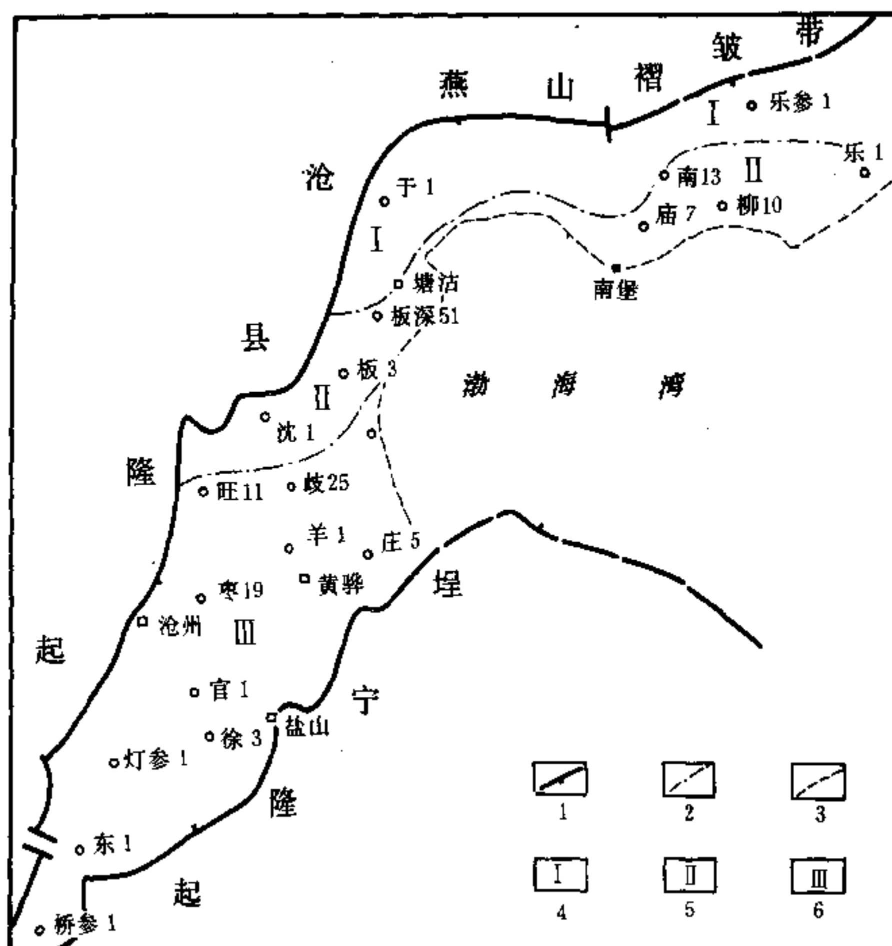


图 5-2　黄骅坳陷下第三系地球化学相分区图

1—断层；2—地球化学相分区线；3—海岸线；4—弱氧化亚相；5—弱还原亚相；6—还原亚相

四、地球化学相变化特征

1.沉积方向控制地球化学相带分布

黄骅坳陷下第三系沉积时，燕山褶皱带是主要物源区，主水流方向由北向南，因而决定了地球化学相带由北而南还原程度加强，相带由弱氧化亚相逐渐向还原亚相过渡。

2.沉积分区控制地球化学相南北分带

如前所述，下第三系沉积时以增福台—歧口一线为界，南北沉积有明显差异，北区湖盆开阔，物源供给充分，水化学交替明显，而南区为台地型湖湾，水化学交替轻微，沉积上的差异造成地球化学相带南北分区。其南还原程度高，主要为还原亚相分布，而北区还原程度低，主要为弱氧化亚相和弱还原亚相分布。

3.沉积相控制地球化学相的展布

沉积环境控制沉积相带的分布，不同的沉积相带具有不同的地球化学特征，沉积相带控

制地球化学相的展布。黄骅坳陷第三系沉积具有多种沉积相带分布，各种沉积相带具有独特的地球化学特征（表 5–10）。

表 5–10　黄骅坳陷沉积相与地球化学相特征表

沉积相	铁还原系数 K	相对总铁百分含量			地球化学相
		$Fe^{+++}HCl$	$Fe^{++}HCl$	$Fe^{++}S_2$	
河流相	0.12	53.92～55.5	42.75～45.2	0.88～1.7	氧化亚相
河流三角洲相	0.15～1.8	45.99～70.79	51.0～68.5	1.6～2.36	弱氧化亚相
滨湖相	0.23～0.30	13.4～18.20	63～77	6.2～10.3	弱还原亚相
浅湖相	0.31～0.39	8.97～16.3	60.2～75.5	14.4～16.2	还原亚相

第三节　下第三系有机质丰度及类型

黄骅坳陷下第三系以湖相为主的沉积，生物发育，有机质丰富、有机质富集程度与湖盆发育密切相关，实践证明有机质富集正是湖盆扩张发育阶段。由于受物源影响，大量陆源物质注入湖盆，造成陆生生物、水生生物都很发育，形成多种有机质类型。

一、有机质丰度

1.岩石中的有机碳含量

岩石中有机质含量与岩石中的有机碳存在着一定的比例关系。一些学者提出古代沉积有机物／有机碳比值为 1.22～1.33。岩石中的实测有机碳是剩余有机碳含量，其丰度取决于原始有机质埋藏丰度，因此仍是岩石有机质丰度的标志之一。

黄骅坳陷下第三系实测有机碳含量一般大于 1%，平均有机碳含量为 1.32%，主要生油层有机碳平均含量为 2.14%，各凹陷有机碳含量见表 5–11。

表 5–11　黄骅坳陷各凹陷有机碳含量表

凹陷名称	主要生油层位	平均有机碳含量（%）	
		下第三系	主要生油层
南堡凹陷	Es_3	1.01	1.64
北塘凹陷	Es_3	0.53	1.85
板桥凹陷	Es_3	0.85	1.08
歧口凹陷	Es_3	1.38	1.48
沧东凹陷	Ek_2	2.01	3.27
南皮凹陷	Ek_2	1.83	3.68
盐山凹陷	Es_1	1.64	1.85

(1) 有机碳垂向变化 有机碳垂向上的变化有两点规律，其一由新到老一般增高；其二在盆地扩张期有机碳含量增高，如沙三段、沙一段（见表 5–12)。

表 5–12 黄骅坳陷分层有机碳含量表

层 位	南堡凹陷	北塘凹陷	歧口凹陷	板桥凹陷	沧东凹陷	南皮凹陷	盐山凹陷	吴桥凹陷	乐亭凹陷
E_d	0.59	0.28	1.12	0.52	1.10	1.21	1.31		
$Es_1^{上}$	0.61		1.64	1.08	1.55	1.62	1.28		0.02
$Es_1^{下}$		0.41	1.62	0.72	1.86	2.29	2.16		0.02
Es_2	0.31		1.33	1.16		1.89			0.02
Es_3	0.75	0.89	1.48	1.08	2.22	2.06		0.94	0.1
Ek_1									
Ek_2					3.27	3.68			
Ek_3								0.44	

(2) 有机碳平面变化 有机碳平面变化有两个增高方向，其一南区高于中、北区；其二各凹陷有机碳含量均向凹陷中心增加，见图 5–3。

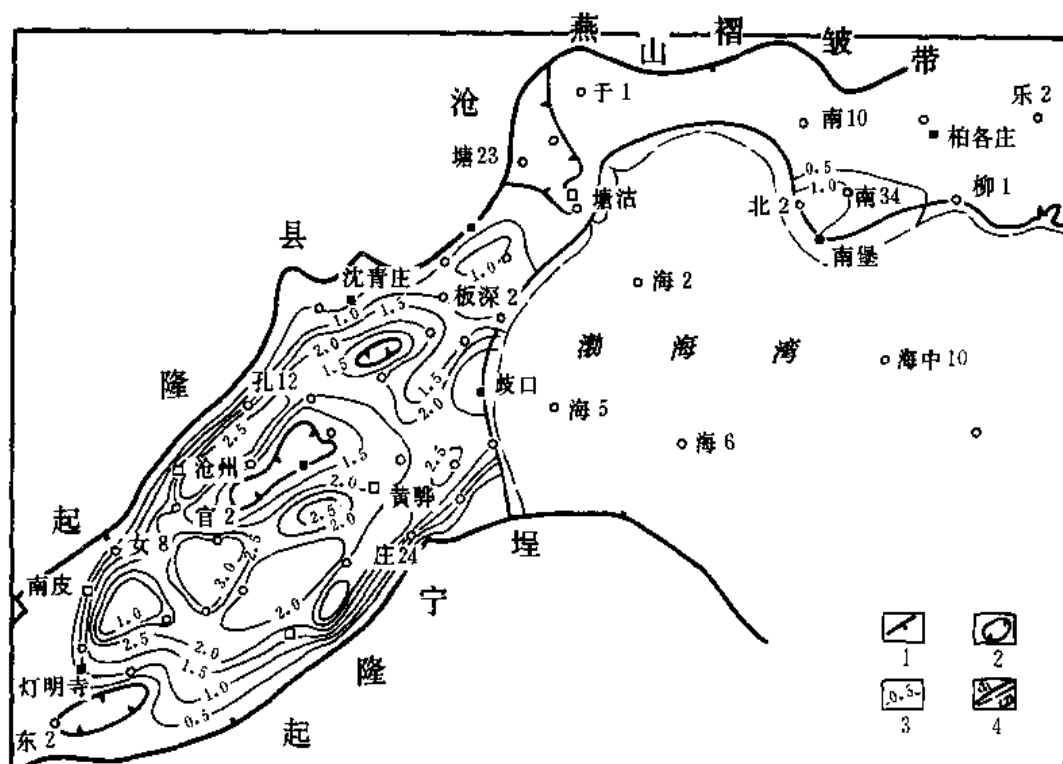


图 5–3 黄骅坳陷下第三系沙一段有机碳百分含量等值线图

1—断层线；2—下第三系剥蚀区；3—有机碳等值线（%)；

4—海岸线（（1）长潮线；（2）退潮线）

黄骅坳陷下第三系有效生油岩体积达6231.4立方公里，有机碳总量达2213.5亿吨，单位有效生油岩体积有机碳含量为每立方公里0.35亿吨。主要生油层有效生油岩体积为3323.94立方公里，有机碳含量为1262.43亿吨，占57%，各凹陷有机碳含量见表5-13。

表5-13　黄骅坳陷有效生油岩有机碳含量表

凹陷名称	下第三系			主要生油层			
	有效体积 (km^3)	有机碳含量 (10^8t)	有机碳 (10^3t) / 体积 (km^3)	层位	有效体积 (km^3)	有机碳含量 (10^8t)	有机碳 (10^8t) / 体积 (km^3)
南堡凹陷	1600.18	530.71	0.33	Es_3	905.8	265.31	0.4
北塘凹陷	399.84	88.25	0.22	Es_3	399.84	88.25	0.22
板桥凹陷	623.9	165.77	0.26	Es_3	421.8	114.94	0.27
歧口凹陷	3210.6	1184.88	0.37	Es_3	1373.34	505.49	0.37
沧东凹陷	130.78	79.82	0.61	Ek_2	84.96	68.9	0.81
南皮凹陷	266.12	237.09	0.89	Ek_2	135.5	119.54	0.89
合　计	6231.4	2213.5	0.35		3323.94	1262.43	0.38

2.岩石中氯仿沥青"A"含量

氯仿沥青"A"是一个丰度指标，又是一个转化指标。氯仿沥青"A"与石油性质比较接近，其化学成分中烃类占有相当比例，因此其含量可以反映有机质向石油转化的程度，黄骅坳陷岩石中氯仿沥青"A"含量多大于0.06%。根据对下第三系898个样品的氯仿沥青"A"分析，平均含量为0.124%，各凹陷氯仿沥青"A"含量见表5-14。

表5-14　黄骅坳陷氯仿沥青"A"含量表

凹陷名称	主要生油层位	氯仿沥青"A"平均含量（%）	
		下第三系	主要生油层
乐亭凹陷	Es_3	0.017	0.017
南堡凹陷	Es_3	0.068	0.073
北塘凹陷	Es_3	0.047	0.058
板桥凹陷	Es_3	0.067	0.100
歧口凹陷	Es_3	0.176	0.184
沧东凹陷	Ek_2	0.150	0.282
南皮凹陷	Ek_2	0.129	0.186
吴桥凹陷	Es_3	0.093	0.053
盐山凹陷	Es_1	0.072	0.145

(1) 岩石氯仿沥青“A”的垂向变化　氯仿沥青“A”垂向上有三点变化规律

1) 同一层氯仿沥青“A”含量随深度的变化依附于有机质演化规律，即随深度增加而增大，生油高峰达到最大值，然后再降低。

2) 氯仿沥青“A”含量由新到老而增大，见表5-15。

3) 盆地扩张时期含量高，如沙一段、沙三段时期，见表5-15。

表5-15　黄骅坳陷分层氯仿沥青“A”含量表

凹陷 层位	乐亭凹陷	南堡凹陷	北塘凹陷	板桥凹陷	歧口凹陷	沧东凹陷	南皮凹陷	盐山凹陷	吴桥凹陷
Ed		0.085		0.033	0.097		0.058	0.059	
$Es_1^{上}$		0.071		0.059	0.248	0.106	0.081	0.071	
$Es_1^{下}$			0.027	0.055	0.229	0.171	0.156	0.105	0.043
Es_2		0.026		0.113	0.162		0.09		0.266
Es_3	0.017	0.073	0.058	0.10	0.184	0.136	0.169		0.053
Ek_2						3.27	0.186		

(2) 氯仿沥青“A”的平面变化　一般向远离物源区增加，由凹陷边缘向凹陷中心增高，见图5-4。

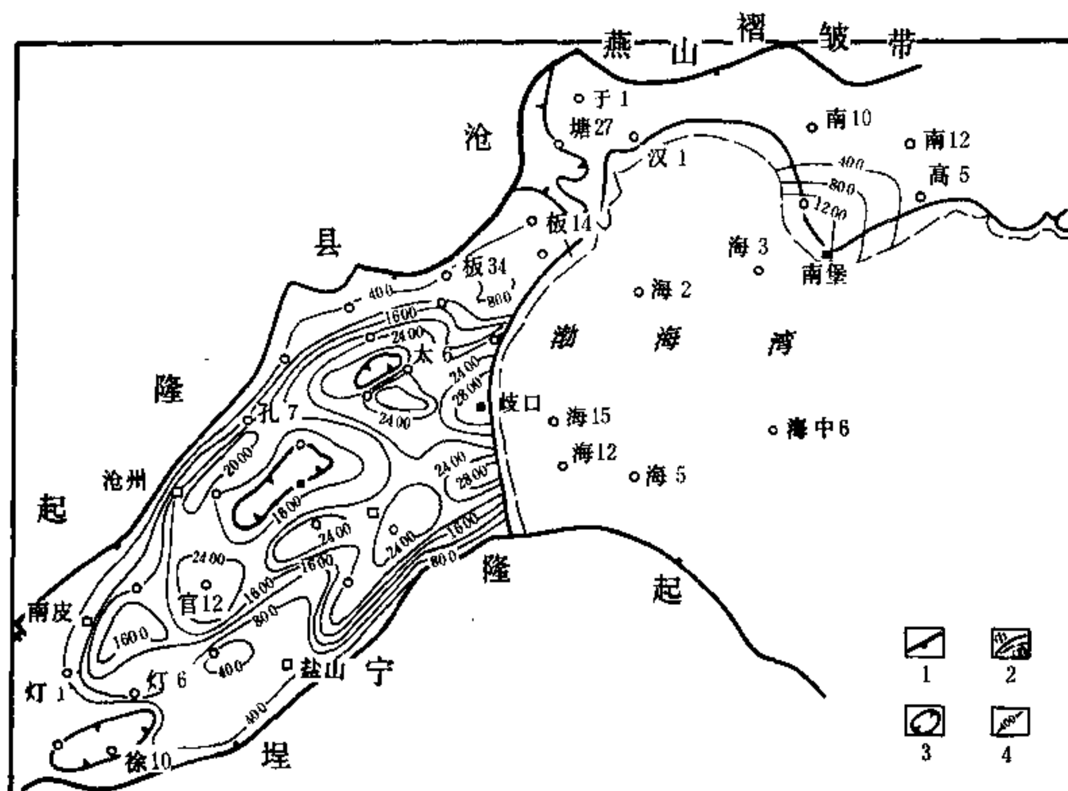


图5-4　黄骅坳陷沙一段氯仿沥青“A”等值线图

1—断层线；2—海岸线（(1) 长潮线，(2) 退潮线）；

3—下第三系剥蚀区；4—氯仿沥青“A”等值线（ppm）

二、有机质类型

黄骅坳陷早第三纪具有广阔的水域，水生生物非常丰富。陆地部分也占有一定面积，陆生植物广布，地层中孢子、花粉也很富集，为多种母质类型的形成提供了条件。由于坳陷发育的不均衡性，沉积条件南北有一定差异，母质类型分布各具特色。

1.有机质类型划分

关于干酪根类型的划分，目前还没有一种比较完善的分类方法，仍然处在摸索和定性阶段。国外多采用三分法，即I型为腐泥型，II型为混合型，III型为腐植型。而我国分为四到八类不等，但多采用四分法，即I、II_1、II_2、III型。应用参数也不一致，但以干酪根元素为主，其他参数为辅的综合分类法日趋完善。

本区的干酪根类型划分，以干酪根元素H／C和O／C原子比为主，结合镜检、红外、热重、热解色谱等资料综合分类，采用四分法，分类标准见表5–16。

表5–16　黄骅坳陷干酪根类型划分标准表

项目 类型	干酪根镜检			干酪根元素		热重		红外光谱
	类脂体（%）	镜质体（%）	类型指数	H／C	O／C	总失重率（%）	二级失重率（%）	$2920cm^{-1}$ / $1600cm^{-1}$
I	＞90	＜10	＞80	＞1.4	＜0.1	＞60	＞46	＞3
II_1	90～65	10～35	40～80	1.4～1.1	0.1～0.15	60～50	46～20	1.2～3
II_2	65～25	35～75	0～40	1.1～0.8	0.15～0.25	50～30	46～20	0.6～1.2
III	＜25	＞75	＜0	＜0.8	＞0.25	＜30	＜20	＜0.6

（1）干酪根元素特征　利用干酪根元素H／C和O／C原子比划分干酪根类型，目前还没有一致意见。我国东部地区利用干酪根元素H／C原子比和O／C原子比划分四种干酪根类型（表5–16）。根据我国东部地区划分标准将黄骅坳陷干酪根划分为四种类型，见表5–17和图5–5。

表5–17　黄骅坳陷干酪根元素类型数据表

凹陷名称	I			II_1			II_2			III		
	$\frac{H}{C}$（原子比）	$\frac{O}{C}$（原子比）	百分比	$\frac{H}{C}$（原子比）	$\frac{O}{C}$（原子比）	百分比	$\frac{H}{C}$（原子比）	$\frac{O}{C}$（原子比）	百分比	$\frac{H}{C}$（原子比）	$\frac{O}{C}$（原子比）	百分比
南堡凹陷	1.56	0.06～0.09 0.08	14	1E11～1.3 1.28	0.11～0.13 0.12	23	0.81～1.05 0.95	0.16～0.22 0.18	55	0.79	0.37～0.81 0.59	7
北塘凹陷				1.12～1.35 1.22	0.11	31	0.88～1.05 0.94	0.16～0.23 0.19	48	0.73	0.26～0.4 0.33	21
板桥凹陷				1.12～1.35 1.19	0.11～0.14 0.12	30	0.81～1.21 0.94	0.15～0.25 0.17	55	0.63～0.78 0.70	0.30	15
歧口凹陷	1.44～1.73 1.48	0.04～0.1 0.07	28	1.1～1.39 1.26	0.1～0.15 0.13	32	0.83～1.09 0.95	0.15～0.25 0.18	32	0.61～0.74 0.69	0.27～0.5 0.36	8
沧东—南皮凹陷	1.41～1.62 1.47	0.05～0.1 0.08	28	1.11～1.38 1.25	0.11～0.15 0.13	55	0.98～1.03 1.0	0.16～0.21 0.19	10	0.63～0.69 0.66	0.26～0.34 0.31	6

由图 5-5 和表 5-17 可以看出，南堡、北塘、板桥凹陷的干酪根类型是以腐泥—腐植型为主，歧口、沧东、南皮等凹陷的干酪根类型以腐植—腐泥型为主。

(2) 干酪根镜检特征　黄骅坳陷的干酪根在镜下观察通常可见两种不同的物质形态，一种是没有一定形态或呈团块状、棉絮状的类脂体，另一种为棱角清楚、轮廓明显、呈块状、长条状的镜质体，同时还可见到两者的过渡形态，此外还可见到藻体、花粉、植物表皮组织、镜煤、及无结构惰质体，它们分别属于藻质体、壳质体、镜质体、惰质体等。

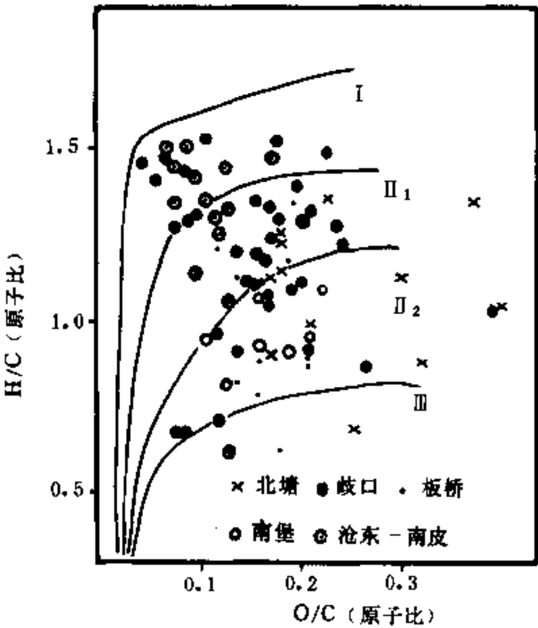


图 5-5　黄骅坳陷生油岩类型干酪根元素分类图

根据镜下观察各种生物形态所占的比例，确定母质类型采用两种方法，一种是类脂体和镜质体相对比例（表 5-17），另一种是计算类型指数，本区类型指数根据下列公式计算，分类标准见表 5-16。

$$\text{类型指数}=\frac{\text{类脂体含量}\times(100)+\text{壳质体含量}\times(50)+\text{镜质体含量}\times(-75)+\text{惰质体含量}\times(-100)}{100}$$

黄骅坳陷干酪根镜检结果（表 5-18）表明，南堡、板桥凹陷干酪根类型以 II_2–III 型为主，北塘凹陷以 III–II 型为主，歧口凹陷以 II_1–I 型为主，沧东、南皮凹陷以 I–II_1 型为主，乐亭凹陷为 III 型，吴桥凹陷为 II_1 型。

表5-18　黄骅坳陷分凹陷干酪根镜检成分表

凹陷＼项目＼类型	I					II_1				
	类脂体	角质体	镜质体	惰质体	类型指数	类脂体	角质体	镜质体	惰质体	类型指数
乐亭										
南堡	9.51～79.8 17.5	0.6～16 8.3	3.5～4.2 3.8	0～1 0.5	84.6～91.6 88.1	20～86.7 64.1	0～70.6 22.4	9～15.4 12.3	0～4.3 1.1	48.3～70.5 65
北塘										
板桥						10.5～87.9 49.0	1.3～81.2 32.3	7.9～35.8 15.4	0～11.1 3.4	31.9～79.6 51.3
歧口	75.2～97.2 91.3	0～24.8 3.5	0～8.4 3.8	0～3.6 1.3	80.6～95.4 88.9	17.8～86.2 51.6	0.3～69.4 34.2	4.6～23.2 11	0～8.3 1.6	41.4～78.8 57.2
沧东—南皮	75.2～99 91.3	0.3～23.9 4.1	0～10.6 4.0	0～4.9 1.6	81.2～98.8 88.1	20.4～87.1 71.9	1.4～58.1 14.6	3.5～28.5 11.2	0～8.9 2.3	46.7～78.8 68.6
吴桥	74.8	22.6	2.6	0	84.1	44.4～50.3 47.35	36.0～38.1 37.05	13.3～14.5 13.9	0.3～3.0 1.65	49.6～58.0 53.8

续表

类型 / 项目 / 凹陷	II_2					III				
	类脂体	角质体	镜质体	惰质体	类型指数	类脂体	角质体	镜质体	惰质体	类型指数
乐 亭						3.3～3.7 3.5	18.0～19.3 18.65	58.3～59.3 58.8	18～20 19	−51～−49.5 −50.25
南 堡	25.6～54.8 37.9	10～54.5 22.9	19.1～45.1 33.4	0～10.3 5.6	0.8～38.5 18.7	0.3～36.7 23.1	30.4～74.4 49.4	0～30.4 14.6	0～30.4 14.6	−79.6～−6.6 −25.6
北 塘	45.2～54.8 49.5	1.3～3 2.1	20.9～43.6 29.6	8.1～30.7 18	1～20.8 9.8	0～24.1 11.7	0～5.8 2.9	28.5～73.6 41.2	7.8～62.3 44.4	−86.8～−32.2 −62.1
板 桥	0～55 22	2.3～67.5 46.3	18.5～41.3 28.5	0～6.7 1.3	8～39.6 22.6	0～23.1 9.5	1.7～52.7 19.9	16.4～56.5 41.2	9.1～83.6 28.8	−95.9～−11.4 −40.2
岐 口	12.8～79 36.9	5.3～61.5 30.4	8.1～50 27.8	0～9.5 2.7	12.9～79.4 28.1	0～12.4 4	0～57.7 20.8	26.9～66 41.6	0～82.8 32.1	−1.9～−92.6 −48
沧东—南皮	7.5～37.7 19.5	23.4～74.8 54.8	12.3～28.5 18.6	0～23.4 7	13.8～37.7 26	0～11.9 5.7	13.7～38.5 26.7	16.6～51.9 40	8.1～64.3 27.3	−21～−64.3 −38.1
吴 桥	22.2～44.2 34.6	24.7～33.4 29.72	18.6～34.7 26.7	6.1～11.3 9.08	3.2～39.2 19.96	30.3	17.7	8	44	−10.6

(3) 干酪根热失重量特征　未成熟生油岩干酪根热失重率是干酪根类型特征的重要标志，不同类型的干酪根具有不同的最大热失重率和二级失重率（350～600℃的失重率）。根据干酪根元素确定的母质类型，对黄骅坳陷48个热重资料进行分析表明，I型干酪根最大热失重率大于60%，二级失重率大于46%；III型干酪根最大热失重率小于30%，二级失重率小于20%；两者之间为II型干酪根（图5−6、5−7）。

未成熟生油岩干酪根最大失重率I型可达80.7%，II_1型为55.6%，II_2型为44.2%，III型为28%，不同类型干酪根热失重曲线见图5−8。

(4) 干酪根红外特征　不同的原始物质具有不同的结构特征，类脂化合物一般为不分支的长链结构，而木质素则具有环状结构的芳烃性质。以木质素、纤维素为主要成分的腐植型母质，含有较多的含氧基团，在演化过程中，缩合成富含碳的芳烃，或以氧、硫、氮结合成非烃或沥青质。而以类脂化合物为主的腐泥型母质，其组成以脂族占优势。这些特征在红外光谱图上都有所反映，因此利用红外光谱特征信息可进行类型划分。

黄骅坳陷利用干酪根红外光谱2920cm^{-1}、1600cm^{-1}两组吸收峰的比值进行类型划分取得了较好的结果。I型干酪根2920cm^{-1}／1600cm^{-1}大于3，II_1型为1.2～3，II_2型为0.6～1.2，III型小于0.6（见图5−9）。

图5−9表明南堡、北塘、板桥凹陷以II_2型干酪根为主，岐口凹陷以II型为主，沧东、南皮凹陷主要是I—II_1型。但值得提出的是：沧东—南皮凹陷，部分干酪根在红外光谱参数上表现为II_1型，而在元素参数上却为I型，出现此种现象可能是生物改造的结果。

(5) 热解色谱特征　利用生油岩分析仪获得的氢指数I_H，氧指数I_O及类型指数进行母质类型划分，正在广泛应用。国外利用该参数将干酪根划分为三种类型，I_H为600～900毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，I_O为10～30毫克$_{二氧化碳}$／克$_{有机碳}$划为I型；I_H为450～600毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，I_O为20～60毫克$_{二氧化碳}$／克$_{有机碳}$划为II型干酪根；$I_H<100$毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，I_O为

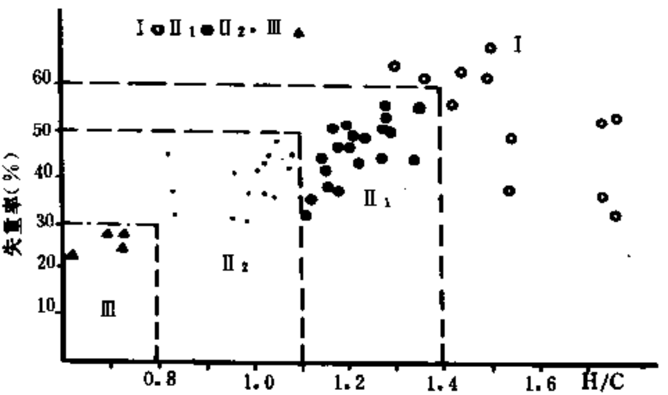


图 5–6　黄骅坳陷干酪根热失重率与 H／C 原子比关系图

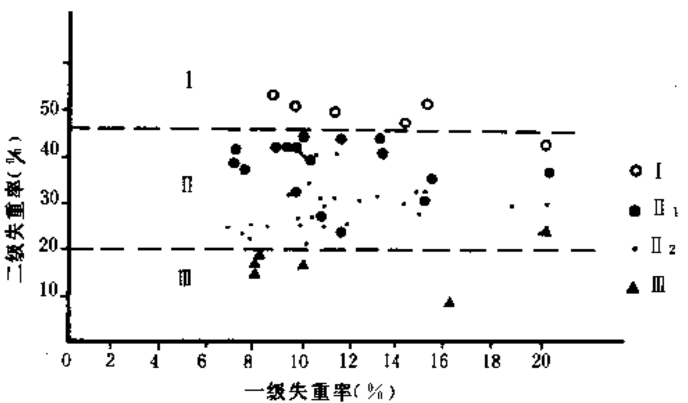


图 5–7　黄骅坳陷干酪根类型与一、二级热失重率关系图

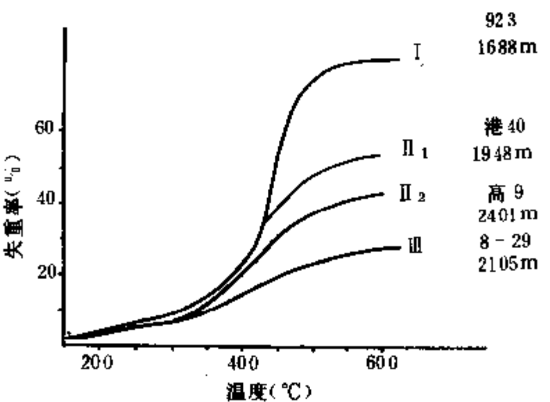


图 5–8　黄骅坳陷未成熟干酪根热失重曲线图

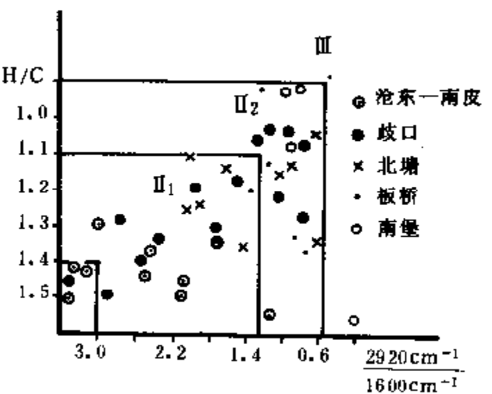


图 5–9　未成熟干酪根 H／C 原子比与 $2920cm^{-1}$／$1600cm^{-1}$ 关系图

20～30 毫克$_{二氧化碳}$／克$_{有机碳}$为 III 型干酪根。我国邬立言、黄第藩等划分为五种类型，华北油田划分为三种类型，黄骅坳陷在 I_H、I_O 座标图上可划分为四种类型，见图 5-10。划分标准见表 5-19。

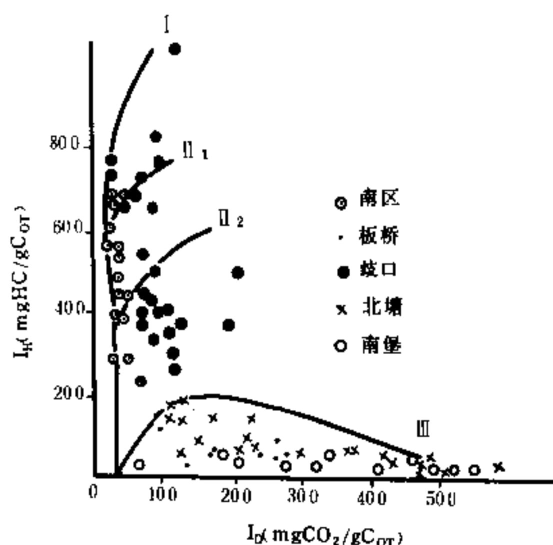


图 5-10　黄骅凹陷 I_H 与 I_O 座标图

从图中可以看出，南堡、北塘、板桥凹陷母质类型主要为 III 型，歧口凹陷主要为 II—I 型，沧东—南皮凹陷主要为 I 型。利用氢、氧指数确定的母质类型与利用元素确定的类型不完全一致，有降格趋势。如板桥、南堡凹陷，利用元素确定的类型主要为 II_2 型，而用热解色谱参数确定的类型主要为 III 型。根据大庆油田的研究结果，造成这种降格的原因是由于粘土矿物对干酪根的产烃效率起着减退作用。

以元素为主综合各种参数确定干酪根类型，黄骅坳陷各凹陷母质类型不同，乐亭凹陷为 III 型，南堡凹陷、板桥凹陷以 II_2 型为主，北塘凹陷以 II_2—III 型为主，歧口凹陷以 II_1—I 型为主，沧东—南皮凹陷以 I—II_1 型为主，吴桥凹陷以 II_1 型为主。

表 5-19　黄骅坳陷干酪根类型热解色谱参数划分标准

类　型	I_H (mg_{CH}／g_{COT})	I_O (mg_{CO_2}／g_{COT})
I	＞600	＜100
II_1	400～600	＜150
II_2	200～400	＜200
III	＜200	100～＞500

2.母质类型分布特征

陆相湖盆中的母质类型取决于湖体水生生物和陆源高等植物相互间占的比例。由于陆相湖盆不同部位具有不同的沉积相带，距离物源区的远近和陆源区活动强弱的差别，致使湖盆各部位水生生物和陆源植物所占比例不同，造成陆相湖盆母质类型多的特点，母质类型的平面分布受区域沉积条件所控制。黄骅坳陷早第三纪特定的地质条件致使母质类型的区域分布具有独特性，坳陷南北沉积的不均衡性造成母质类型分布南北差异。

(1) 区域沉积条件控制母质类型总体展布　黄骅坳陷是新生代形成的断陷盆地，孔店期为分割的小型湖盆，沙河街期湖盆连为一体，成为由沧县、埕宁两大隆起夹持的西南狭窄东北开阔的喇叭状湖盆，具有南高、北低、北西陡、东南缓的不对称结构。由于湖盆发育的不均衡性造成盆地内以增福台—歧口一线为界，南北沉积和生物分布有明显差异：北区为湖盆主体，水域分布广泛，下沉幅度大，燕山物源区陆源物质供应充分，水生生物相对南区贫

乏，而陆源植物相对富集，砂体多具有重力流性质；南区沉积比较稳定，水体相对清浅，水生生物发育。

以燕山物源区为背景的沉积湖盆，陆源生物由北向南减少，水生生物南富北贫，造成母质类型分布由北而南，由腐植型向腐泥型过渡的总体分布格局，见图 5-11

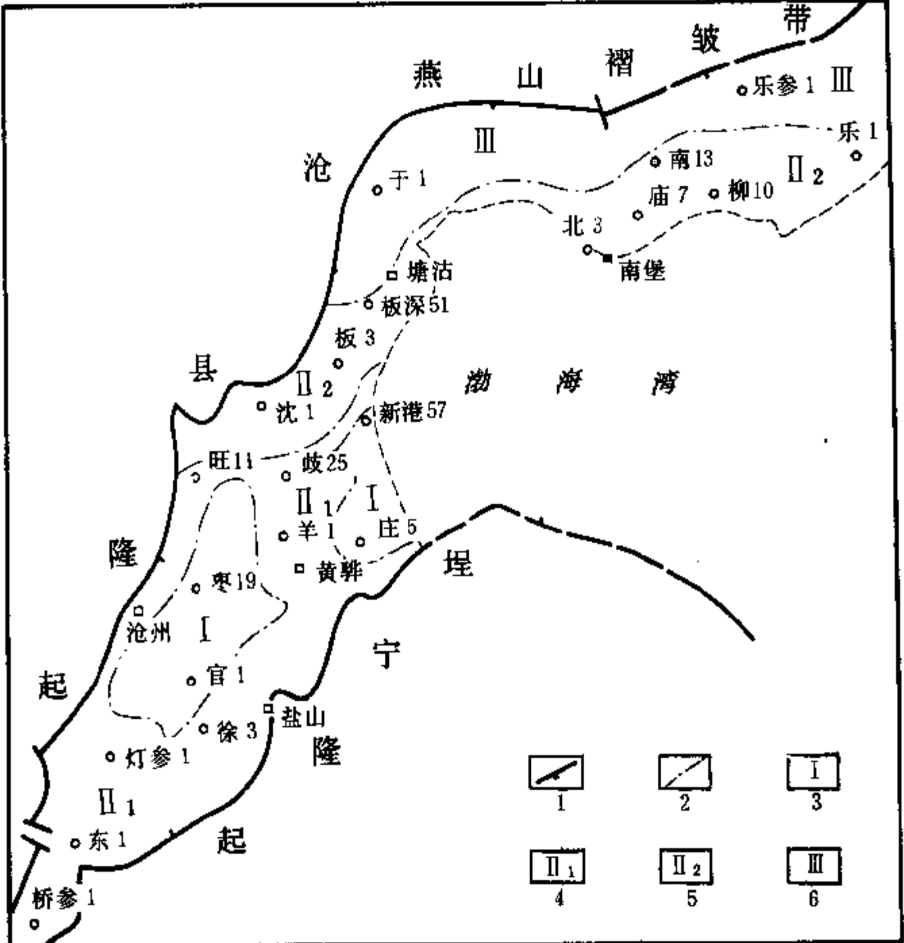


图 5-11 黄骅坳陷下第三系母质类型分区图

1—断层线；2—母质类型分区线；3—腐泥型区；4—腐植—腐泥型区；

5—腐泥—腐植型区；6—腐植型区

(2) 活动型湖盆具有多种母质类型并呈半环状分布　如前所述，歧口—增福台以北地区下第三系下沉幅度大，沉积速度高，陆源物质供应充分。以柳赞、南堡、北堡、涧河、塘沽、小站、沈青庄等水道组成了陆源物质向歧口凹陷方向的扇形供给网，陆源植物与湖水生物围绕湖体中心呈环状混合分布，由边缘向湖体中心，陆源植物成分逐渐减少，水生生物成分逐渐增加，母质类型由腐植型逐渐过渡为腐泥型（见表 5-20），其类型围绕歧口深湖区呈半环状分布（见图 5-11）。

(3) 稳定型湖盆母质以腐泥型为主　歧口—增福台以南地区，早第三纪为半封闭的湖湾区，湖水平静，水体浅，沙河街组为台地型沉积，沉积速度小，外界陆源物质供给不充分，陆源植物缺乏，水生生物特别发育，干酪根镜检中类脂体占据较大比例，如 962 井类脂体含量高达 94.9%，只在边缘部位草本和木本类成分占有一定比例，在边缘地带形成比较狭

表 5-20 塘 9—新港 57 井干酪根镜检成分含量表

井 号	类脂体 (%)	角质体 (%)	镜质体 (%)	惰质体 (%)	类 型
塘 19	3.4	2.5	32.4	61.7	III
板 22	14.4	6.4	56.4	21.2	II_2
港深 1	24.32	36	29.7	9.54	II_1
新港 57	86.4	4	7.2	2.4	I

窄的以腐泥为主的混合型母质分布带，而湖体中部腐泥型母质占有较大的范围。

第四节 下第三系有机质演化

以 B.P.蒂索为代表的"干酪根热降解机理"认为石油是由沉积物中不溶有机质（干酪根）在热作用下降解生成的。实践也证实了有机质随埋藏深度的热演化过程及其明显的热演化阶段。有机质热演化的全过程从演化总体上可分为三个基本阶段，即成岩阶段（未成熟阶段），深成阶段（低成熟—高成熟阶段），变质阶段（过成熟阶段）。黄骅坳陷下第三系可溶有机质与不溶有机质随深度呈规律性变化是有机质热演化作用的反映，较完整的油气系列是有机质热演化的必然产物。研究有机质热演化特征，确切地划分演化阶段，对进一步认识油气形成机理、油气分布规律，进行资源定量计算以及确定找油方向都有现实意义。

一、有机质演化特征

1.不溶有机质干酪根的演化

（1）镜质体反射率 镜质体反射率是确定煤化阶段最好的参数之一，镜质体反射率的测定推广到测定碎屑岩中有机质颗粒，就可以研究有机质的成熟度，现代研究表明按镜质体反射率划分演化阶段的参数范围为

<0.5～0.7%	不成熟带
0.5 或 0.7～1.3%	成熟带
1.3～2%	高成熟带
>2%	过成熟带

由于地质条件及母质类型不同，在应用镜质体反射率确定演化阶段时，采用值也不相同，如巴黎盆地成油门限镜质体反射率是 0.5%，而我国陆相地层中生油门限也多用 0.5%，但也有 0.7%的，如贵阳地球化学研究所傅家漠等（1975 年划分）。对凝析油和湿气生成阶段顶界多采用 1.3%。B.P.蒂索等（1973 年）用 1%，而我国陆相地层多采用 1.3%。有些人认为该界限可以低于 1.1%，干气的顶界为 2%，认识比较一致。

黄骅坳陷下第三系沙河街组镜质体反射率随深度变化曲线表明（图 5-12），随深度加深，镜质体反射率值增加。歧口凹陷沙三段 2400 米深度以上，镜质体反射率值小于 0.5%；2400～4000 米为 0.5～1.1%；4100 米为 1.25%；4100 米以下未取得资料。根据计算，4500 米深度处可达 2%，2000～4000 米镜质体反射率值变化不大，4000 米以下大幅度变化。

(2) 干酪根元素　干酪根随埋藏深度加深、温度增加发生热降解，内部结构和元素组成都发生变化，B.P.蒂索指出未成熟带以失去氧为特征、而成熟带以失去氢为特征，黄骅坳陷干酪根元素随深度的增加表现为碳元素增加、氧元素减少，氢元素在 2400 米以上增加，2400 米以下减少（见图 5–13）。氧元素在 2400 米以上急剧减少，由 14%下降至 8%，表明 2400 米以上氧急剧消耗与脱除，释放大量含氧化合物，在 2400 米以下氧降低幅度减小，表示进入生烃阶段。干酪根中氢元素含量减少是由于它们用于产生沥青成分中的富氢烃类，本区 2400 米以下氢元素的减少，表明进入了生烃阶段。

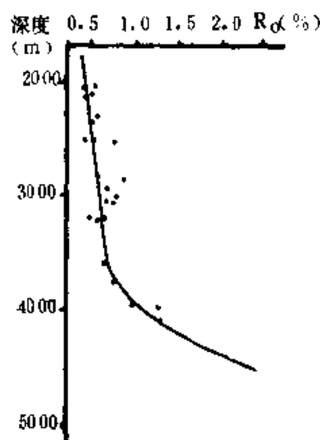


图 5–12　歧口凹陷干酪根镜煤反射率变化图

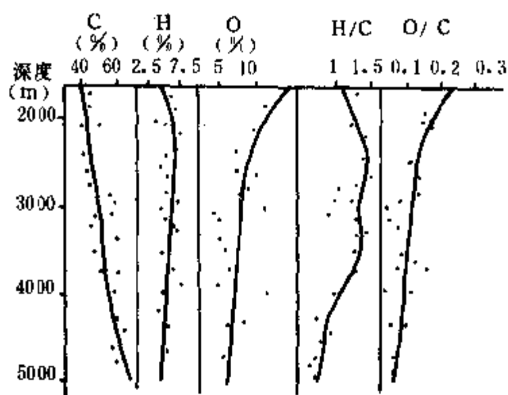


图 5–13　歧口凹陷沙三段干酪根元素变化图

图 5–13 表明 H／C 和 O／C 原子比随深度呈现规律性的变化，其 H／C 原子比大致可分三个变化段：深度为 2400 米以上表现为增加；2400～4000 米大幅度减少；4000 米以下缓慢减少。O／C 原子比，在 2400 米以上急剧减少，2400 米以下缓慢减少。两个原子比的变化表明，2400 米以下富含氢的烃类物质，随烃的生成而排出。

(3) 干酪根红外光谱　干酪根在演化过程中，其组成结构发生一系列变化，在红外光谱图上也有明显反映，黄骅坳陷干酪根红外光谱随埋藏深度增加有三个变化特点（图 5–14）。

其一，含氧基团的吸收峰逐渐减弱，1700～1740cm^{-1} 吸收峰强度减小，特别是 1710cm^{-1} 吸收峰在 3056 米以下消失。

其二，反映脂肪族的甲基、次甲基吸收峰如 1380cm^{-1}、1460cm^{-1}、2860cm^{-1}、2920cm^{-1} 逐渐减弱，特别是歧口凹陷沙三段 2800 米以下和沧东—南皮凹陷孔二段 2150 米以下，脂肪族明显降低，说明干酪根在此阶段大量失去 C–H 基团降解成石油烃类。

其三，反映芳核结构的吸收峰如 1600cm^{-1} 相对增强，特别在 4200 米以

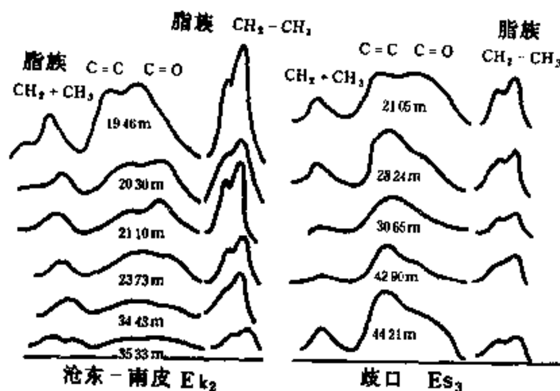


图 5–14　黄骅坳陷干酪根红外光谱图

下随羰基消失而大幅度增强。

(4) 干酪根自由基浓度　自由基浓度含量与经历的最高温度有关，研究表明沉积岩中分散有机质的自由基相对含量随演化程度加深而增高，进入变质阶段后下降。黄骅坳陷沙三段干酪根自由基浓度分析表明，垂向上可分四个变化带：2400 米以上为稳定段，自由基浓度稳定为 0.2×10^{19} 自旋／克；2400～4000 米为递增段，自由基的增率较大，0.2×10^{19}～3.4×10^{19} 自旋／克；4000～4500 米为跃增段，自由基的增长率最大，由 3.4×10^{19}～7.8×10^{19} 自旋／克；4500 米以下为递减段，自由基浓度由 7.8×10^{19} 下降到 7×10^{19} 自旋／克，见图 5-15。自由基浓度随深度呈规律性变化反映了干酪根在热作用下稳定—解聚—裂解—聚合的演化全部过程。

2.可溶有机质的演化

(1) 三元 (M、A、B) 抽提物　三元抽提物是干酪根热降解向石油转化的中间产物，在演化过程中，和其他有机物一样随着埋藏深度的增加，其成分、结构都发生规律性的变化。

1) M、A、B 丰度及转化率 (M.A.B／C) 演化。随着埋深的增加，M、A、B 抽提物含量及转化率逐渐增加，到一定深度下降，然后稳定变化（图 5-16）。由图看出，深度为 2400 米以上，M、A、B 丰度及转化率 (M.A.B／C) 缓慢增加，2400～3700 米大幅度增加，3700 米增至最大值，3700 米以下开始减小，至 4000 米减至最低值，4000 米以下稳定变化。这一变化表明，随温度增高，热降解作用增强，烃类逐渐生成，本区 2400 米开始生烃，2400～3700 米烃类生成量越来越多，3700 米达到高峰，4000 米以后热裂解作用加强，标志着气态烃大量生成。

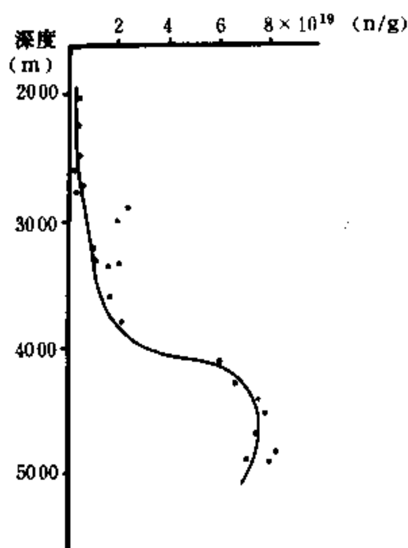


图 5-15　歧口凹陷沙三段干酪根自由基浓度变化图

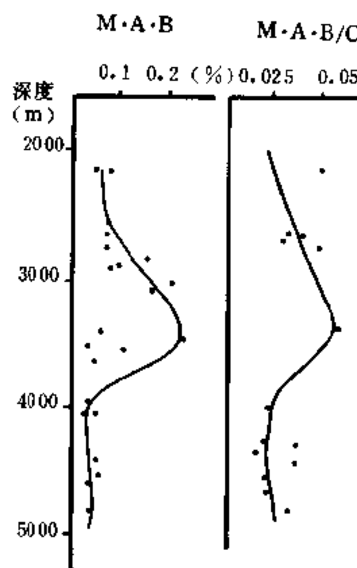


图 5-16　黄骅坳陷沙三段 M、A、B 抽提物垂向变化图

2) M、A、B 抽提物元素。M、A、B 抽提物元素随温度增高、深度加深变化不大，碳元素含量为 70～80%，从 2100～4000 米有增加趋势，4000 米以下略为降低。氢元素含量为 5～8%，随埋深增加略有减少（图 5-17）。

(2) 氯仿抽提物

1) 氯仿沥青“A”含量。随着埋藏深度加深，干酪根向烃类转化的能力也在增强，反映到岩石沥青丰度上也在增加。黄骅坳陷生油岩中的氯仿沥青“A”含量及其族组分、烃化率（烃／有机碳）随着埋深增加呈有规律变化（图 5-18）。

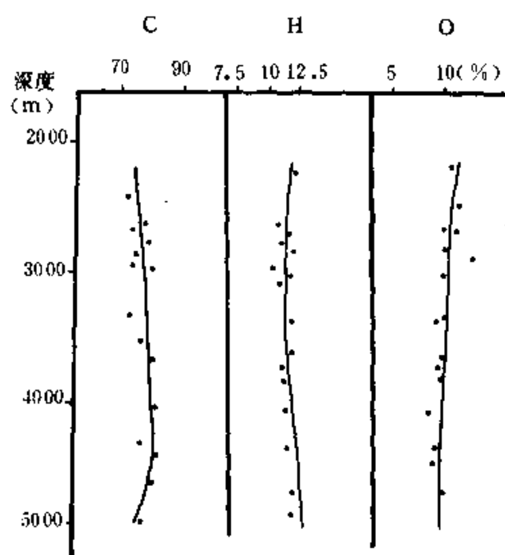


图 5-17 黄骅坳陷沙三段 M、A、B 抽提物元素垂向变化图

图 5-18 表明，深度 2400 米以上氯仿沥青“A”含量小于 0.02%，总烃含量小于 200ppm，烃／有机碳小于 0.05，饱和烃含量小于 20%，而非烃+沥青质则大于 40%，表明油气还没有生成。

2400～4000 米，除非烃+沥青质减少外，其他都在增加，3700 米氯仿沥青“A”、饱和烃、烃／有机碳、总烃含量达到最大值，而非烃+沥青质降到最低值，说明 2400 米以下干酪根逐渐降解成油，3700 米达到生油高峰。3700～4000 米氯仿沥青“A”、总烃、饱和烃、烃／有机碳急剧减低，非烃+沥青质急剧升高。4000～4500 米除非烃+沥青质升高外，其他均减少，标志着干酪根进一步裂解，轻烃生成。4500 米以下非烃、沥青质含量增高，氯仿沥青“A”、饱和烃、总烃、烃／有机碳降至最低值并保持稳定，标志着干酪根向石墨转化和干气生成。

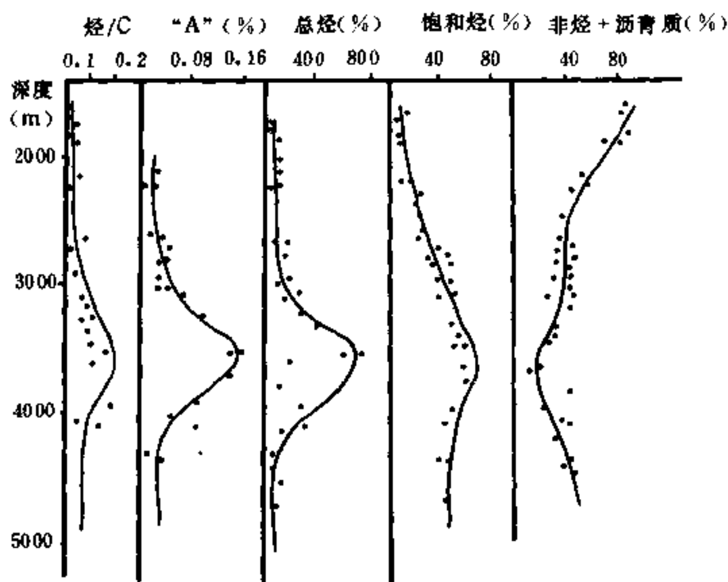


图 5-18 歧口凹陷可溶有机质垂向变化图

2) 烃类演化

①正构烷烃。生油岩中的有机质向烃类转化，受温度、母质类型和时间控制，饱和烃中的正构烷烃反映有机质的演化比较敏感。黄骅坳陷生油岩中正构烷烃随埋藏深度增加具有

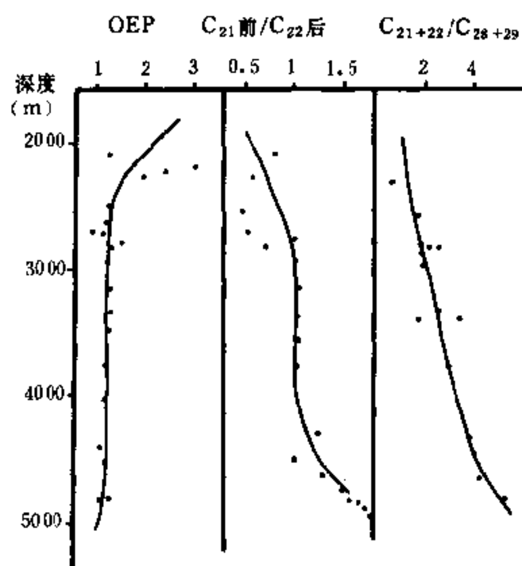


图 5-19　歧口凹陷沙三段正烷烃垂向变化图

明显的变化特征，表现为 OEP 随埋深增加而减小，奇偶优势消失，低碳数浓度增加，高碳数浓度减少，主峰碳位置向低碳部分位移，见图 5-19。

图 5-19 表明 2400 米以上具有明显的奇偶优势，OEP 值大于 1.3，而 2400 米以下，奇偶优势减低，OEP 逐渐减少并趋近于 1。OEP 值随碳数变化曲线表明（图 5-20、5-21）未成熟生油岩低碳部分具有明显的奇偶优势，而成熟生油岩高碳部分具有明显的奇偶优势，在 C_{28} 以后的高碳部分表现出来，随埋藏深度的增加，高碳部分的奇偶优势也逐渐消失。随埋藏深度增加，轻组分浓度增大，表现在 C_{21} 前／C_{22} 后和 C_{21+22}／C_{28+29} 两个参数变化上，由

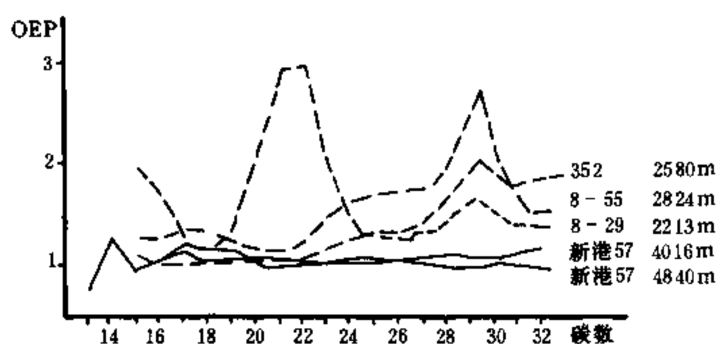


图 5-20　歧口凹陷沙三段 OEP 值随碳数变化曲线

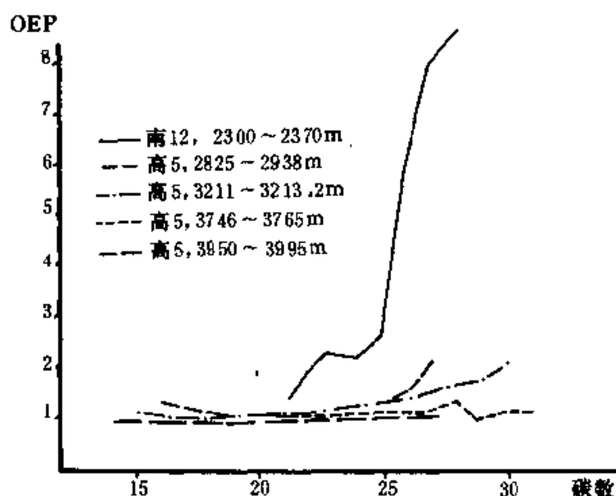


图 5-21　南堡凹陷 OEP 值随碳数变化曲线图

浅至深两个比值逐渐增大，特别是 C_{21} 前／C_{22} 后具有明显的阶段性，2400 米以上，该比值小于 1，轻组分浓度低于重组分浓度；2400～4000 米，轻、重组分浓度比较接近；4000 米以下轻组分浓度大于重组分浓度，该比值大于 1（见图 5-19）。

②异戊二烯烃。在石油和沉积岩中发现一系列以 C_5H_{12}—异戊间二烯为单位构成的异构烷烃，如植烷、姥鲛烷、降姥鲛烷、2，6，10-三甲基十三烷、法呢烷等，都属于规则的异戊二烯烷烃，通常植烷、姥鲛烷占据异戊二烯烃的大部

分。黄骅坳陷生油岩中异戊间二烯烃随埋深增加呈现规律性变化，表现在姥鲛烷、植烷逐渐减少，植烷减少的幅度比姥鲛烷大。因而姥鲛烷／植烷随深度加深而增大，降姥鲛烷、异 C_{16} 烷随埋深而增高（见图 5–22）。

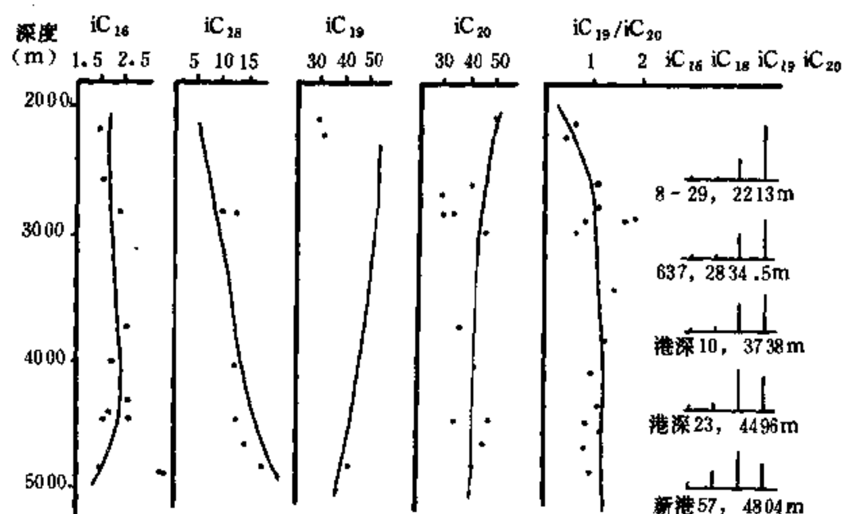


图 5–22　歧口凹陷沙三段异戊间二烯烃垂向变化图

③甾烷、萜烷。饱和烃色—质联用分析表明，随埋藏深度增加，甾烷的差向体以及甾烷、萜烷的对应构体发生规律性变化，表现为甾烷差向体由 α 态向 β 态转化，甾烷、萜烷对应构体由 R 型向 S 型转化，霍烷 Tm 向 Ts 转化（见图 5–23）。

图 5–23 表明，$\frac{5\beta-C_{27}\ (20R)}{5\alpha-C_{27}\ (20R)}$，$\frac{5\alpha-C_{29}\ (20S)}{5\alpha-C_{29}\ (20R)}$，$\frac{5\alpha C_{30}(20S)}{5\alpha-C_{30}\ (20S+20R)}$随埋藏深度增加而增大，Tm／Ts 随深度增加而减少。$\frac{5\alpha-C_{29}(20S)}{5\alpha-C_{29}\ (20S+20R)}$在 2400 米以上小于 20%，2400 米以下大于 20%，2400～4000 米变化稳定为 20～30%，4000 米以下大于 30%。$\frac{5\beta-C_{27}\ (20R)}{5\alpha-C_{27}\ (20R)}$在 2400 米以上小于 40%，以下大于 40%，且随深度增加而增高；$\frac{5\beta+14\beta C_{29}\ (20R)}{\Sigma C_{29}}$在 4000 米处有明显的变化点，其上为 20%，其下为 30～40%；Tm／Ts 在 4000 米以上大于 1，以下小于 1。

(3) 有机基团特征。有机质在演化过程中，可溶部分发生一系列变化，可在红外光谱官能团吸收峰的变化上反映出来。因此，可利用红外光谱中的有机基团的变化，来研究有机质的演化。

氯仿沥青“A”是生油岩中的类石油组分，它的变化特征进一步反映出干酪根向石油演化的特点。黄骅坳陷氯仿沥青“A”红外光谱随埋藏深度增加，各吸收峰具有明显的变化特征，反映含氧基团的吸收峰如 1715cm^{-1} 逐渐降低；反映饱和烃的吸收峰如 2920cm^{-1}、2860cm^{-1}、1460cm^{-1}、1380cm^{-1} 等逐渐升高；反映芳烃结构的吸收峰如 1600cm^{-1} 逐渐增高（图 5–24）。吸收峰的比值参数随埋深增加也呈现出规律性的变化：

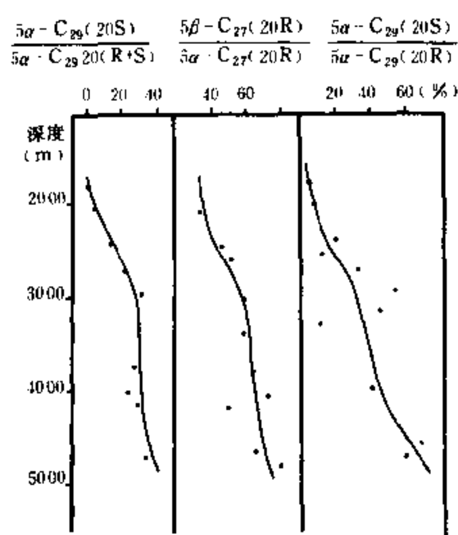


图 5-23 歧口凹陷沙三段甾烷垂向变化图

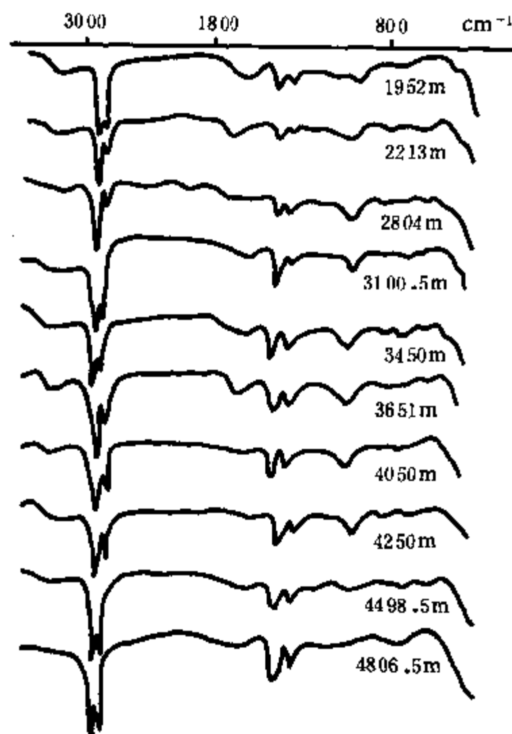


图 5-24 黄骅坳陷沙三段氯仿沥青"A"红外光谱图

$1715cm^{-1}/1600cm^{-1}$（羰芳比）反映含氧基团中的羰基（C=O）与芳核共轭双键（C=C）之比，反映有机质在演化过程中的脱氧程度，其比值越小，脱氧程度越高，形成烃类增强。黄骅坳陷该比值随深度减小，2400 米以上由 12.8 减少到 2，2400 米以下小于 2。

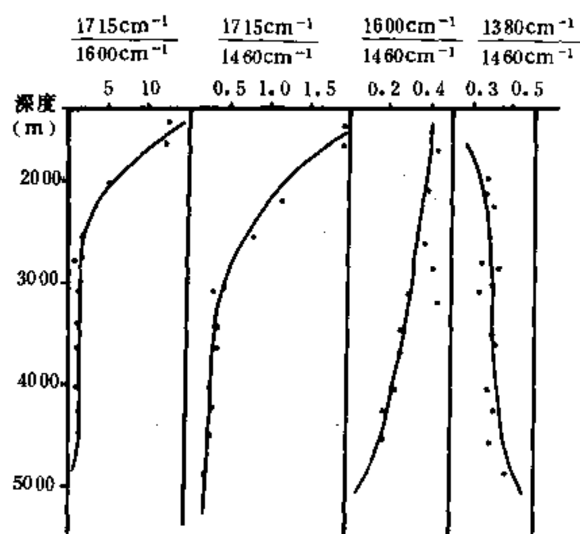


图 5-25 黄骅坳陷氯仿沥青"A"红外光谱垂向变化图

$1380cm^{-1}/1460cm^{-1}$（甲基化程度）反映烃类和非烃侧链上的甲基、次甲基之比，其比值越高，反映有机质向烃类转化的程度越强。本区甲基化程度随深度加深而增大，4000 米以上稳定在 0.35 左右，4000 米以下该比值增至 0.46。

$1715cm^{-1}/1460cm^{-1}$（氧化程度）反映含氧基团中的羰基（C=O）与烷烃结构中的甲基、次甲基之比，比值越高，反映氧化程度越强。本区该比值随埋深增加而减少。2400 米以上该比值大于 0.5，2400 米以下小于 0.5，并减至 0.2。

$1600cm^{-1}/1460cm^{-1}$（芳构化程度）反映芳核共轭双键（C=C）与烷烃结构中的甲基、次甲基之比，其比值越高，芳烃成分越高，碳化和氢化程度越低，有利于向石油转化。黄骅坳陷该比值随埋深增

加而减小，2400 米以上大于 0.3，2400 米以下小于 0.3（图 5-25）。

3.热解色谱特征

利用生油岩分析仪获得的氢指数，氧指数，最大裂解温度和产率指数等参数随深度的变化，可以确定生油岩的演化程度，划分演化阶段。当有机质开始成熟时，氧指数迅速下降，氢指数保持稳定，当达到成熟阶段时，仅氢指数降低。最大热解温度随演化程度加深而升高，一般认为最高峰值为 400～435℃为未成熟带，435～450℃为成油带，大于 455～465℃为湿气带。产率指数（Ip）随演化程度增强明显增加。黄骅坳陷热解色谱分析表明，随埋深的增加，上述参数也呈规律性的变化（图 5-26）。

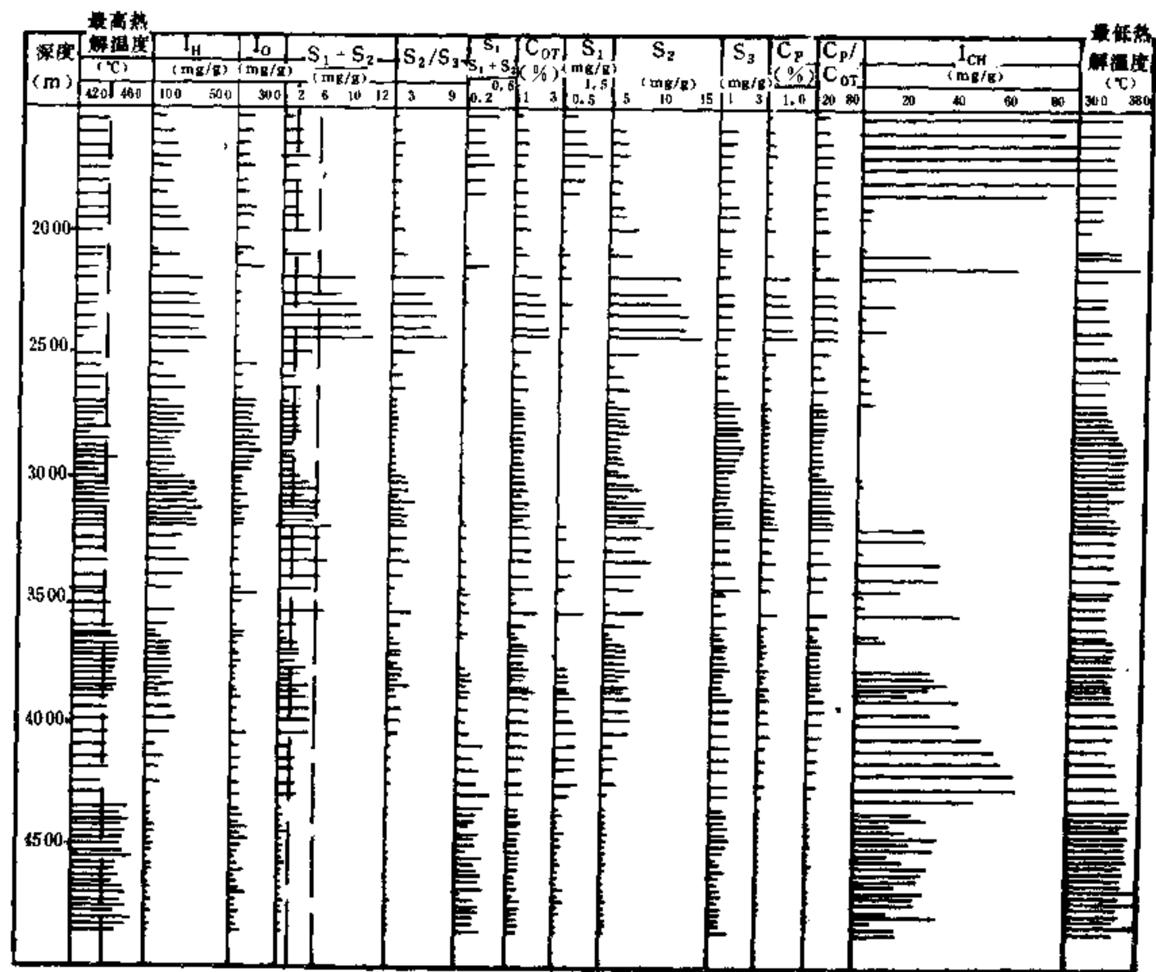
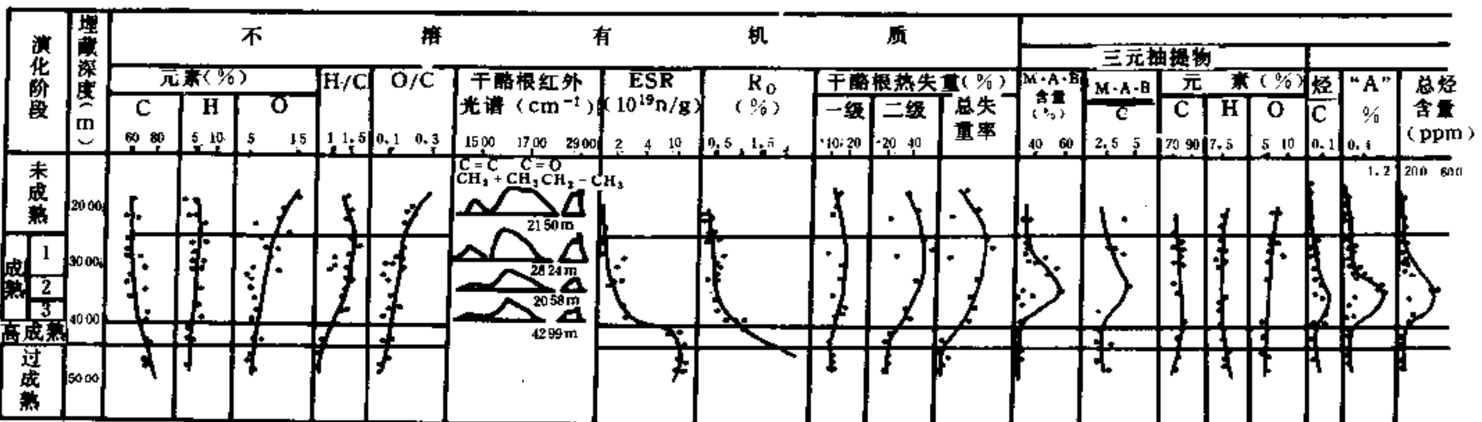


图 5-26 歧口凹陷沙三段热解色谱综合图

二、生油门限确定

生油门限的高低取决于生油层的时代、母质类型、生油凹陷的温度史等，因而不同凹陷具有不同的地质特征，它们的生油门限亦不相同。正确地确定生油门限，对于确切地划分有效生油岩，进行资源潜量计算，研究油气运移，油藏形成等都是十分重要的。

确定生油层的生油门限，必须强调地球化学资料的综合分析应用，一般当进入生油门限时，可溶烃和不溶烃在演化曲线上都有明显的变化特征（图 5-27），根据这些变化特征综合确定生油门限，本区有效的门限指标为：



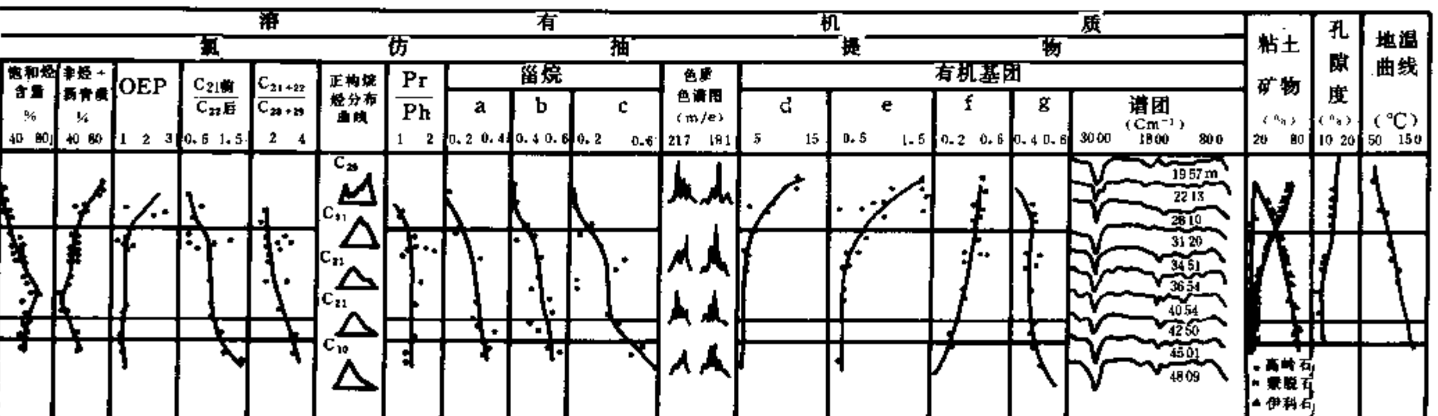


图 5-27 黄骅坳陷下第三系沙三段有机质演化剖面

1—低成熟亚带；2—较成熟亚带；3—成熟亚带；

a $\frac{5\alpha C_{29}\ (20S)}{5\alpha C_{29}\ (20S+20R)}$；b $\frac{5\beta C_{27}}{5\alpha C_{27}}$；c $\frac{5\alpha C_{29}\ (20S)}{5\alpha C_{29}\ (20R)}$；d $\frac{1715cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$；

e $\frac{1715cm^{-1}}{1460cm^{-1}}$；f $\frac{1600cm^{-1}}{1460cm^{-1}}$；g $\frac{1380cm^{-1}}{1460cm^{-1}}$

1）镜质体反射率0.5%；

2）烃化率：B.P.蒂索在确定巴黎盆地生油门限时采用3%。参考此值为确定黄骅坳陷生油门限曾做了镜质体反射率与烃化率关系曲线（图5–28），结果表明当R_O为0.5%时Ⅰ型（生物改造Ⅰ型）干酪根的烃／有机碳为3%、Ⅱ型干酪根为5%；

3）正构烷烃OEP值为1.3；

4）氯仿沥青"A"含量为0.02%；

5）总烃含量200ppm；

6）甾烷$\frac{5\alpha-C_{29}(20S)}{5\alpha-C_{29}(20S+20R)}$为0.2，

$\frac{5\beta-C_{27}\ (20R)}{5\alpha-C_{27}\ (20R)}$为0.4

7）自由基浓度0.2×10^{19}自旋／克；

8）热解色谱最高峰温430～435℃；

其他资料根据变化趋势综合应用。

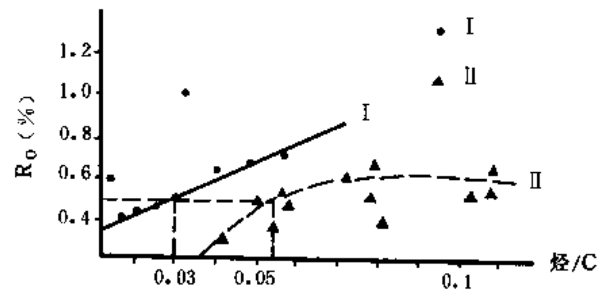


图5–28 黄骅坳陷不同类型母质R_O与烃／C关系图

三、演化阶段划分

根据有机质的演化及生成物特征，将黄骅坳陷有机质演化划分四个演化带，三个亚带（图5–29，表5–21）。

表5－21 黄骅坳陷沙三段有机质演化特征表

演化阶段		埋藏深度(m)	地温(℃)	烃/C(%)	不溶有机质 干酪根 R_O	自由基浓度(n/g)	失重率(%)	H/C	O/C
未成熟带		<2400	<975	5	<0.5	0.2×10^{19}	>60	>1.4	>4.13
成熟带	低成熟亚带	2400～3200	97.5～126	5～10	0.5～0.6	0.2×10^{19}～3.4×10^{19}	60～50	1.4～1.0	0.13～0.1
	较成熟亚带	3200～3600	126～140	10～20	0.6～0.7				
	成熟亚带	3600～4000	140～154	20～8	0.7～1.2				
高成熟带		4000～4500	154～172	8±	1.2～2	3.4×10^{19}～7.8×10^{19}	50～25	1.0～0.8	0.1～0.08
过成熟带		4500	172	8±	2	7.8×10^{19}～7×10^{19}	25±	0.8	0.08

续表

演化阶段		可溶有机质								
		三元抽提物		氯仿抽提物						
		M·A·B含量 (%)	$\frac{M \cdot A \cdot B}{C}$ (%)	"A" (%)	组分：总烃 (ppm)	组分：烷烃 (%)	组分：非烃+沥青质 (%)	主峰碳	OEP	$\frac{C_{21}前}{C_{22}后}$
未成熟带		<0.07	<3	<0.2	<600	>22	>40	C_{33}后	>1.3	<0.5
成熟带	低成熟亚带	0.07~0.16	3~5	0.2~0.8	600~3500	22~48	40~35	C_{23}±	1.3~1.1	0.5~1.0
	较成熟亚带	0.16~0.23	5~7	0.8~0.6	3500~7200	48~70	35~10	C_{23}	1.1±	
	成熟亚带	0.23~0.03	7~3	0.6~0.3	7200~2600	70~50	10~20	C_{20}~C_{10}		
高成熟带		0.03~0.02	3~2.5	0.3±	2600~600	50±	20~45	C_{10}	1.1~1.0	1.0~1.2
过成熟带		<0.02	<2.5	0.3±	<600	<50	>45	C_{10}	1.0±	1.2

可溶有机质							
氯仿抽提物							
甾烷			萜烷	红外光谱			
$\frac{5\alpha-C_{29}(20S)}{5\alpha-C_{29}(20S+20R)}$	$\frac{5\beta-C_{27}(20R)}{5\alpha-C_{27}(20R)}$	$\frac{5\alpha-C_{29}(20S)}{5\alpha-C_{29}(20R)}$	$\frac{T_m}{T_s}$	$\frac{1715cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$	$\frac{1715cm^{-1}}{1460cm^{-1}}$	$\frac{1600cm^{-1}}{1460cm^{-1}}$	$\frac{1380cm^{-1}}{1460cm^{-1}}$
<20	>40	<15	>2	>2.5	>0.75	>0.35	<0.35
20~30	40~60	15~40	2~1	2.5~1.5	0.75~0.25	0.3~0.2	0.35~0.4
30~40	60	40~60	1	1.5±	0.25	0.2~0.18	0.4
40	60	60	<1	<1.5	0.25	0.18	0.4

*1.*未成熟带

埋深小于 2400 米，温度低于 97.5℃。由于温度低，烃类组成保持原始母质特征，干酪根中的镜质体反射率小于 0.5%，自由基浓度小于 0.2×10^{19} 自旋／克，干酪根中氢元素随深度增加而增加，氧元素随深度增加而降低，并保持较高的 H／C、O／C 原子比，H／C 大于 1.4，O／C 大于 0.13。沥青组分中非烃和沥青质占据较大比例，一般大于 40%，高者可大于 80%，正构烷烃中具有明显的奇偶优势，OEP 值大于 1.3，羰基（C=O）及氧桥（—O—）官能团含量较高。本带以生物化学降解为主，生成物为生物甲烷气和未成熟的重油，以沧 1 井为代表。

*2.*成熟带

埋深 2400～4000 米，温度 97.5～154℃，根据有机质演化程度可分为三个亚带。

（1）低成熟亚带　埋深 2400～3200 米，温度 97.5～126℃，有机质开始成熟，干酪根开始降解生烃，降解形式以解聚—降解为主，表现在自由基浓度由稳定一递增，镜质体反射率由 0.5%增至 0.6%，总烃含量由 500ppm 增至 3500ppm，烃化率由 5%增至 10%，正构烷烃奇偶优势减小，OEP 值一般小于 1.3。新生成的烃类成熟度低，重烃占有较大比例，原油密度 0.86～0.94 克／厘米^3，原油中非烃和沥青质高达 33%，以沧东—南皮原油为代表。

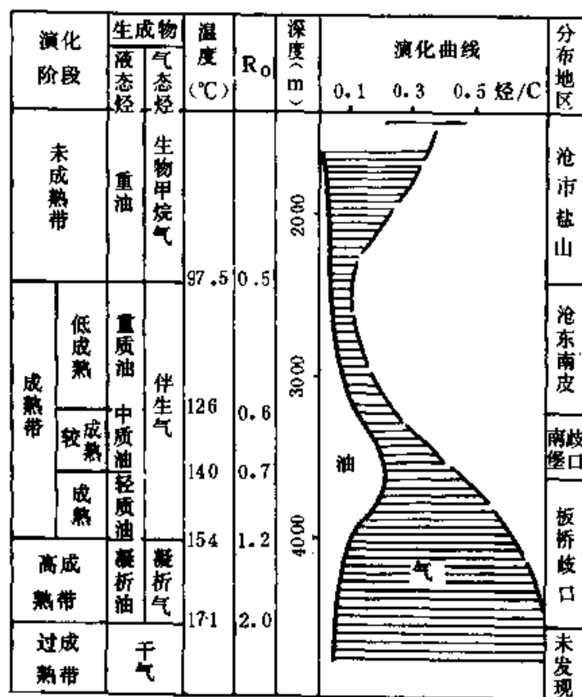


图 5-29　黄骅坳陷有机质演化曲线

（2）较成熟亚带　埋深 3200～3400 米，温度 126～140℃，干酪根大量降解，达到生油高峰，可溶烃含量增高，总烃含量占 47～70%，总烃由 3500ppm 增至 7200ppm，烃化率高达 20%，正构烷烃奇偶优势消失，OEP 值 1.1。生成物为中质原油和伴生气，原油密度 0.81～0.86 克／厘米^3，广泛分布在歧口、南堡等区。

（3）成熟亚带　埋深 3600～4000 米，温度 140～154℃，由于热催化作用加强，干酪根分子中的各种基链开始断裂，生成缩合程度高的烃类，同时早期生成的高分子烃类 C–C 键断裂，向低分子演化。本带液态烃为轻质油和少量凝析油，原油密度 0.82 克／厘米^3，原油中的总烃含量高达 80%，分布在板桥地区。

*3.*高成熟带

埋深 4000～4500 米，温度 145～172℃，压力不断增加，热作用加强，重烃 C–C 键断裂，干酪根自由基浓度跃增，裂解作用大于聚合作用，镜质体反射率增至 2%，有机质中的可溶烃降低。生成物为凝析油和湿气，分布在歧口、板桥、北堡地区。

*4.*过成熟带

埋深大于 4500 米，温度高于 172℃，热作用强烈，镜质体反射率大于 2%，自由基浓度

降低，表明断开的键再聚合，从多环芳烃演变成变质程度高的石墨。本带主要生成干气，本区尚未发现。

上述演化阶段中生成物为一般热演化的产物，当生油母质中以腐植型为主，在成熟阶段 R_O 为大于 0.7 时也可生成凝析油气，如板桥凹陷。

四、控制热演化的因素

油气是由干酪根经过一系列化学反应生成的，而有机质的转化率又取决于温度、时间和母质性质。有机质的转化率受温度的影响大于受时间的影响，即时间影响是线性的，而温度的影响是指数的。为进一步分析黄骅坳陷控制有机质演化的因素，分别研究了时间、母质、温度对有机质热演化的影响。

1.生油层时代越老成油门限越浅

实验结果表明，在恒温条件下，对未成熟的生油岩进行实验，作用时间越长，生烃量越高。而研究同一凹陷不同时期的有机质演化同样可以看出时间对热演化所起的作用。以黄骅坳陷同一母质类型、相同地温梯度的歧口凹陷为研究对象，研究不同时期不同年龄生油岩的热演化特征，结果表明：生油岩年龄越高，生油门限所需要的温度越低，门限深度越浅（图 5−30）。

2.母质类型演化顺序是 I、II、III 型

黄骅坳陷以沙三时期不同母质类型为研究对象，其热演化顺序与松辽盆地、冀中坳陷相同，即 I 型早于 II、III 型，反映到门限深度上 I 型浅于 II 型、III 型（图 5−31）。

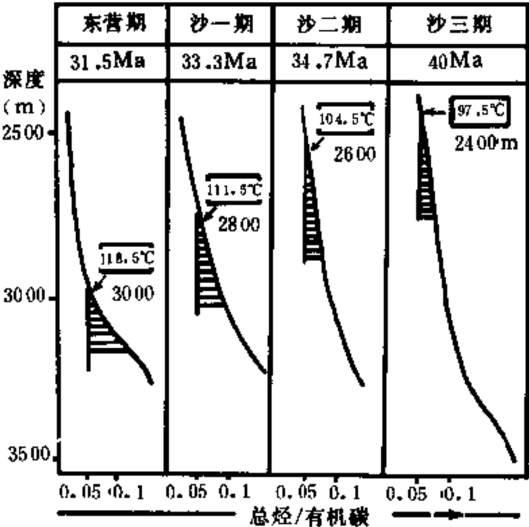


图 5−30　歧口凹陷不同时期有机质演化曲线图

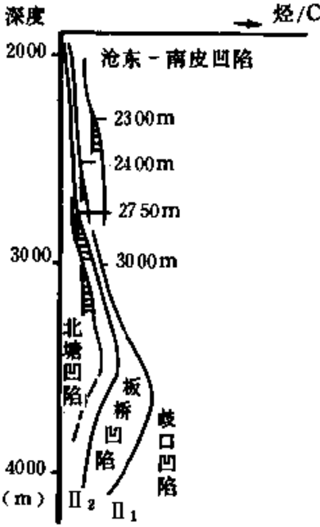


图 5−31　黄骅坳陷沙三段不同母质类型演化曲线

3.地温梯度越高生油门限越浅

为研究温度对黄骅坳陷热演化的影响，选用同一时期 II 型母质生油岩和不同地温梯度的凹陷热演化曲线进行研究，结果表明地温梯度越高，生油门限越浅，地温梯度越低，生油门限越深（图 5−32）。

综上所述，陆相含油盆地的有机质热演化与海相盆地一样受温度、时间和母质类型所控

制。

五、生成物的地球化学特征

勘探结果表明，黄骅坳陷内除过成熟阶段的最终甲烷气尚未肯定外，其他各演化阶段的生成物均有发现，是我国陆相地层中生成物较全的含油气盆地之一。为研究陆相地层油气生成物的地球化学特征，将本区的液态生成物按成因和性质分为未成熟重油、低成熟重质油、较成熟中质油、成熟轻质油、高成熟凝析油五种类型（图 5–33），气态烃划分为生物甲烷气、伴生气、湿气及最终甲烷气。各类型生成物的地球化学特征如下：

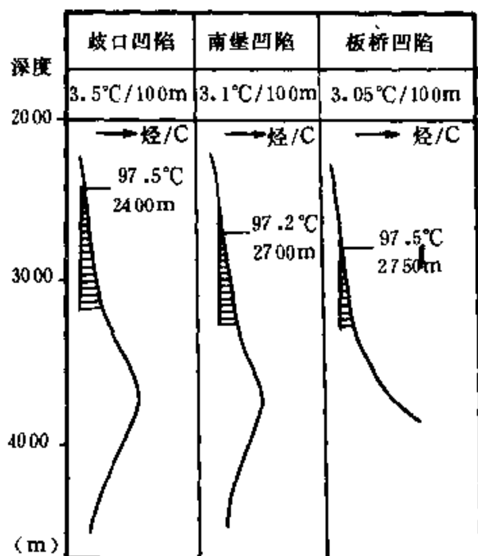


图 5–32　黄骅坳陷沙三段 II 型母质不同地温梯度演化曲线图

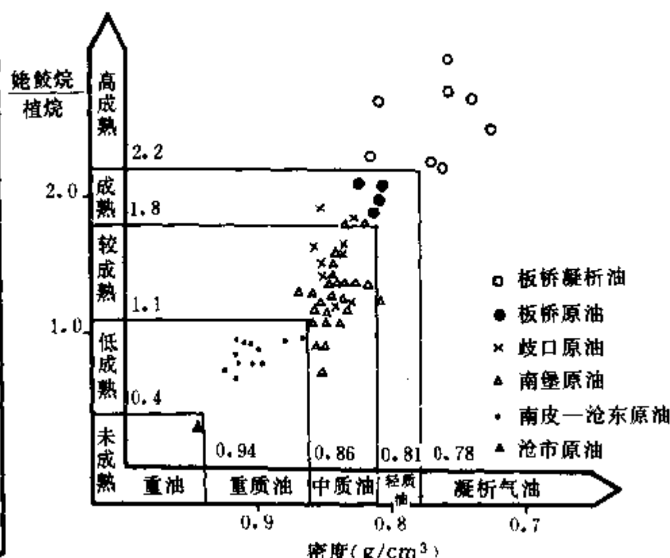


图 5–33　黄骅坳陷原油密度与姥植比关系图

1.一般物理性质

液态烃的物理性质如密度、粘度、胶质+沥青质、馏分以及族组成向演化程度高的生成物有规律地变化；而气态烃如比重、CO_2+H_2S、CH_4 含量也有规律的变化（见表 5–22）。

2.气相色谱特征

不同演化阶段生成的液态烃其饱和烃气相色谱具有明显的变化特征（图 5–34），正构烷烃和异戊间二烯烃向成熟度高的生成物有规律变化，表现为主峰碳向低碳方向位移，轻组分增多，奇偶优势消失，姥植比增高（见表 5–23）。

3.甾烷、萜烷特征

液态烃中的饱和烃色—质联用分析表明，不同演化阶段的生成物具有明显的成熟度变化特征，表现在向高成熟生成物甾烷差向体由 α 型向 β 型转化，甾烷、萜烷对应构体由 R 型向 S 型转化，霍烷由 Tm 向 Ts 转化，如 $\frac{5\alpha-C_{29}\ (20S)}{5\alpha-C_{29}\ (20S+20R)}$，$\frac{(5\beta+14\beta)\ C_{29}}{总C_{29}}$ 向演化程度高的生成物升高（见图 5–35，表 5–24）。

表 5-22 黄骅坳陷不同演化阶段生成物一般特征表

演化阶段		生成物 液态烃	生成物 气态烃	液态烃 物理性质 密度 (g/cm^3)	粘度 (50℃) (mPa·S)	胶质+沥青质 (%)	馏分 初馏点 (℃)	馏分 200℃ (%)	馏分 300℃ (%)	族组分(%) 烷烃	芳香烃	非烃+沥青质	总烃	气态烃 比重	CO_2+H_2S (%)	CH_4 (%)
未成熟带		重油	生物甲烷气	0.944	480.9	31.1	155.2	6.12	15.2	17.9	14.25	68	32	0.561	0.2	98.8
成熟带	低成熟亚带	重质油	伴生气	0.907	305.2	24.9	144.1	4.36	15.55	49.86	17.74	33.59	66.9	0.657	0.55	85.4
成熟带	较成熟亚带	中质油	伴生气	0.859	76.74	20.84	122.3	9.4	26.8	61.31	10.65	21.12	71.96	0.768	0.52	73.75
成熟带	成熟亚带	轻质油	伴生气	0.824	2.81	5.08	87.08	27.9	51.89	64.12	16.94	20.9	81.06	0.781	0.8	74.75
高成熟带		凝析油	湿气	0.761	0.92	0.07	65.69	65.1	85.2	76.49	14.24	6.7	90.63	0.701	1.02	82.4
过成熟带		干气		未发现												

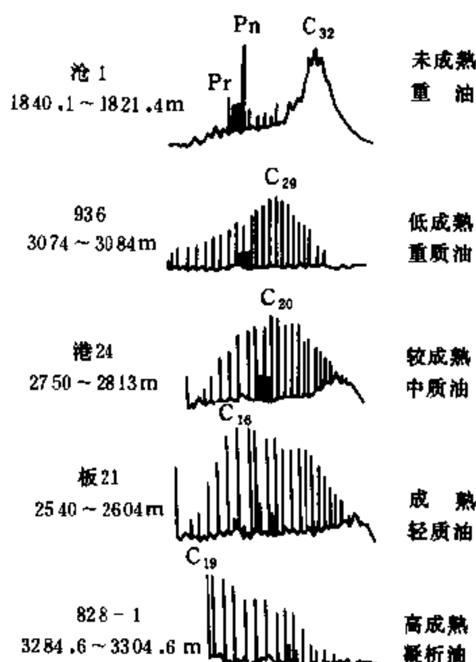


图 5-34 黄骅坳陷不同演化阶段原油气相色谱图

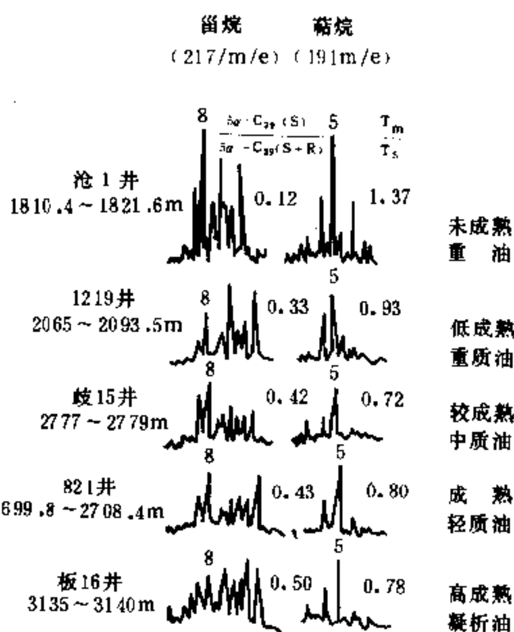


图 5-35 黄骅坳陷不同演化阶段原油烷烃甾烷、萜烷谱图

表 5-23　黄骅坳陷演化生成物气相色谱特征表

演化阶段		液态烃生成物	正构烷烃				异构烷烃			
			主峰碳	C_{21}前/C_{22}后	C_{21-22}/C_{28+29}	OEP	法呢烷/植烷	姥鲛烷/植烷	姥鲛烷/C_{17}	植烷/C_{18}
未成熟带		重油	C_{31}	0.84	2.30	2.91	0.08	0.33	0.80	0.40
成熟带	低成熟亚带	重质油	C_{23}	0.86	2.01	1.16	0.14	0.84	0.51	0.56
	较成熟亚带	中质油	C_{19}	1.61	2.86	1.10	0.26	1.36	0.44	0.40
	成熟亚带	轻质油	$C_{15}\pm$	2.1	3.78	1.00	0.71	1.99	0.50	0.29
高成熟带		凝析油	$C_{12}\pm$	30.17	13.86	0.89	3.29	2.40	0.48	0.29

表 5-24　黄骅坳陷演化生成物甾烷、萜烷特征表

演化阶段		液态烃生成物	甾烷			萜烷		
			$\frac{5\alpha-C_{29}(20S)}{5\alpha-C_{29}(20S+20R)}$	$\frac{5\beta+14\beta-C_{29}}{\Sigma C_{29}}$	$\frac{5\alpha-C_{28}(20S)}{5\alpha-C_{29}(20R)}$	$\frac{C_{31}(22S)}{C_{31}(22R)}$	$\frac{C_{32}(20S)}{C_{32}(20R)}$	$\frac{Tm}{Ts}$
未成熟带		重油	0.32	0.20	0.48	1.5	1.56	1.37
成熟带	低成熟亚带	重质油	0.35	0.33	0.63	1.07	1.21	1.41
	较成熟亚带	中质油	0.42	0.34	0.76	1.25	1.77	0.72
	成熟亚带	轻质油	0.43	0.34	0.78	1.47	0.87	0.6
高成熟带		凝析油	0.50	0.37	1.06	0.85	1.22	0.78

4.碳同位素特征

众所周知，石油与天然气来源于有机质，在沉积过程中有机质随埋藏加深，由上而下发生生物转化和热催化转化，同时产生同位素分馏。有机质被埋藏的早期即生物化学作用阶段，由细菌成因的甲烷具有最低的碳同位素值，δC_{13}一般在−55~−100‰之间，随着演化加深，干酪根降解作用加强，气态烃逐渐增加，最终形成干气，δC_{13}也逐渐富集，在成熟带中代表性的δC_{13}为−55~−38‰，而过成熟带中则为−38~−32‰。黄骅坳陷气态烃δC_{13}向演化程度高的生成物变重，而液态烃δC_{13}也有同样的变化趋势（见表 5-25）。

表 5-25　黄骅坳陷演化生成物碳同位素δC_{13}特征表

演化阶段		生成物		液态烃δC_{13}（‰）				气态烃δC_{13}（‰）
		液态烃	气态烃	烷烃	芳烃	非烃	沥青质	
未成熟带		重油	生物甲烷气	−29.4	−28.4	−28.1	−27.8	−58.7
成熟带	低成熟亚带	重质油	伴生气	−27.9	−27.2	−26.2	−25.9	−47
	较成熟亚带	中质油		−27.8	−26.4	−26.2	−26.1	−46.5
	成熟亚带	轻质油		−25.1	−24.15	−24.3	−26.0	−43
高成熟带		凝析油	湿气	−25.1	−24.4	−24.0	−26.7	−38
过成熟带		干气						−38~−32

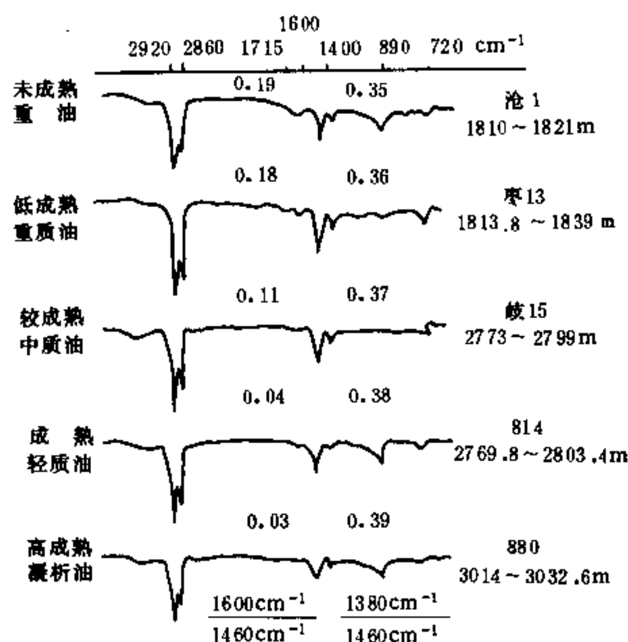


图 5-36 黄骅坳陷不同演化阶段原油红外光谱图

5.液态烃红外光谱特征

黄骅坳陷原油红外光谱有两组吸收峰，一组为反映饱和烃的吸收峰，如 720cm^{-1}，1380～1460cm^{-1}，2860～2920cm^{-1}；另一组反映芳烃结构的吸收峰，如 750cm^{-1}，1600cm^{-1} 等。不同演化阶段的生成物其红外光谱具有明显变化特征，如反映饱和烃的 1380cm^{-1}、1460cm^{-1} 和反映芳烃特征的 750cm^{-1} 吸收峰由未成熟的重油向高成熟的凝析油逐渐增强，甲基化程度（1380cm^{-1}/1460cm^{-1}）也渐渐增高，而芳烃化程度（1600cm^{-1}/1460cm^{-1}）逐渐减弱（见表 5-26，图 5-36）。

6.石蜡指数与庚烷值

石蜡指数与庚烷值是反映烃类成熟度的良好指标，汤姆逊（K.F.M.Thompson）1979 年提出运用石蜡指数❶和庚烷值❷参数判别原油的成熟度，指出随原油成熟度的增加两参数增大，其变化范围分别为 0.25～6，5～30%。王永祥等在"冀中坳陷北部凝析油成熟度及源岩探讨"一文中，将石蜡指数小于 0.8、庚烷值小于 15%划归低成熟原油；石蜡指数 0.8～2.5 之间、庚烷值 15～25%之间划归为中成熟原油和凝析油；石蜡指数大于 2.5,上限在 10 附近、庚烷值大于 25%,上限在 40%附近,划归为高成熟凝析油。

表 5-26 黄骅坳陷演化生成物红外光谱特征表

演化阶段		液态烃生成物	红外光谱特征				
			1380cm^{-1}	1460cm^{-1}	750cm^{-1}	1600cm^{-1}/1460cm^{-1}	1380cm^{-1}/1460cm^{-1}
未成熟带		重 油	0.076	0.216	0.004	0.19	0.35
成熟带	低成熟亚带	重质油	0.07	0.220	0.01	0.18	0.36
	较成熟亚带	中质油	0.097	0.238	0.016	0.11	0.37
	成熟亚带	轻质油	0.152	0.362	0.036	0.04	0.38
高成熟带		凝析油	0.235	0.495	0.04	0.03	0.39

❶石蜡指数 $= \dfrac{2-甲基乙烷+3-甲基己烷}{(1顺3+1反3+1反2)甲基环戊烷}$

❷庚烷值 $= \dfrac{正庚烷}{环已烷-甲基环己烷间的馏出物}$

在黄骅坳陷内系统测定了19个不同演化阶段液态烃 $C_1 \sim C_{11}$ 单体烃类组成，分别计算了石蜡指数和庚烷值，其结果见表5-27。

表5-27表明石蜡指数变化范围为0.18～大于2.5，而且随着液态烃成熟度增高而增高；庚烷值变化范围为14～31%且无明显的变化。

表5-27　黄骅坳陷不同演化阶段液态烃石蜡指数表

演化阶段		液态烃生成物	石蜡指数	庚烷值（%）	井　号
未成熟带		重　油	0.18	14	沧1
成熟带	低成熟亚带	重质油	0.49	19	枣1219
	较成熟亚带	中质油	1.07	31	歧15、南12
	成熟亚带	轻质油	1.46	24	821等
高成熟带		凝析油	>2.5	27	807等

第五节　生油层综合评价

生油层的优劣取决于生油层本身的有机质丰度和转化能力，有机质转化成油气又取决于温度和母质类型。B.P.蒂索等人对干酪根模拟试验表明，不同类型的有机质达到最大生油量时，要求的温度条件不同。中国石油天然气总公司石油勘探开发科学研究院的邬立言同志对黄骅坳陷未成熟生油岩热解模拟试验认为，不同母质类型的生油岩最终降解率不同，I型为73%，II型为61%，III型为36%，IV型为27%，V型为9%。因此生油层的综合评价是有机质丰度、母质类型、转化条件等因素的综合。

一、生油层评价标准

根据生油层的有机质丰度和转化能力，对生油层进行评价划分。生油层的转化能力，通过氯仿沥青"A"含量及其总烃含量，烃化率（烃／有机碳）、成熟度等可划分为四种类型，见图5-37、图5-38、表5-28。

表5-28　黄骅坳陷有机质转化程度表

转化程度	氯仿沥青"A"（%）	总　烃（ppm）	总　烃（%）	烃/有机碳（%）	OEP	转化特点	成熟度
高 转 化	>0.1	>600	>40	>5	1±	有机质丰度高 转化能力强	成　熟 高成熟
较高转化	<0.1	600～300	<40	>5	1～1.1	有机质丰度低 转化能力强	成　熟 高成熟
低 转 化	>0.1	300～200	40～30	5～3	1.1～1.3	有机质丰度高 转化能力弱	低成熟
极低转化	<0.1	<200	<30	<3	>1.3	有机质丰度低 转化能力弱	不成熟

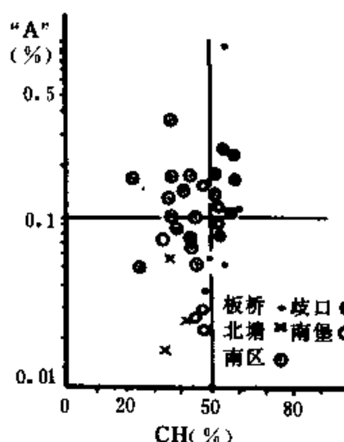


图 5—37　黄骅坳陷氯仿沥青"A"与总烃关系图

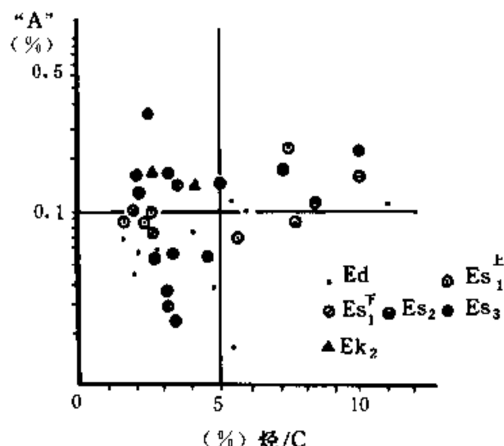


图 5—38　黄骅坳陷氯仿沥青"A"与烃／有机碳关系图

对本区生油层进行三级评价，评价标准和结果见表 5—29。

表 5—29　黄骅坳陷生油层评价标准表

项目／分级	有机质丰度		转化程度	生油评价
	有机碳(%)	氯仿沥青"A"(%)		
好生油层	>1	>0.1	高转化	板桥、岐口、南堡凹陷 Es_2、Es_3 北塘凹陷 Es_3，沧东、南皮凹陷 Ek_2
一般生油层	1～0.5	0.1～0.02	低转化 较高转化	岐口、南堡凹陷 Es_1、Ed，板桥凹陷 $Es_1^{下}$ 吴桥、沧东、南皮凹陷 Es_3
非生油层	<0.5	<0.02	极低转化	北塘凹陷 Es_1，板桥凹陷 $Es_1^{上}$、Ed 沧东、南皮凹陷 Es_1、Ed

二、生油层评价结果

根据上节评价标准，岐口、板桥、南堡、北塘凹陷的沙三段、沙二段及沧东、南皮凹陷的孔二段为好生油层。岐口、南堡凹陷的沙一段、东营组、板桥凹陷的沙一段下部及沧东、南皮、吴桥凹陷的沙三段，为一般生油层。其他均为非生油层。

从石油勘探出发，生油层评价不仅应考虑生油层质量，而且还要考虑生油数量，黄骅坳陷不同时期生油层的生油量有较大差别。

1.早期生油层具有分布广、生油能力强的特点

早期生油层指南区孔二段和中北区沙二、三段。分布广（如沙二、三段有效生油面积达 5420 平方公里，孔二段有效生油面积为 1167 平方公里），埋藏深，转化能力强，生油量分

别占所在区生油总量的50%和70%。

2.晚期生油层生油能力弱，分布狭窄

晚期生油层指东营组和沙一段。由于埋藏浅，生油范围小，南区未成熟，北、中区的东营组有效生油面积只有1342平方公里，且生油能力差（见表5–30、表5–31）。

表5–30 黄骅坳陷歧口—南堡区下第三系生油层特征表

层位	有机碳含量(%)	氯仿沥青"A"(%)	总烃(ppm)	总烃/有机碳(%)	OEP	有效生油面积(km^2)	有效生油体积(km^3)
东营组	0.28～1.15	0.017～0.114	52～780	2.2～8.4	1.16～1.97	2922.4	700.04
沙一段上部	0.72～1.64	0.059～0.248	344～1063	3.2～7.5	1.23～2.06	3793.6	673.18
沙一段下部	0.41～1.62	0.027～0.22	259～1439	3.2～10.5	1.19～1.6	3815.2	570.82
沙二段	1.16～1.33	0.11～0.16	901～2120	8.2～10	1.21～1.07	4712.2	1790
沙三段	0.89～1.48	0.108～0.18	620～998	5.9～10.7	1.1～1.25	5420	3100.48

表5–31 黄骅坳陷沧东—南皮区下第三系生油层特征表

层位	有机碳含量(%)	氯仿沥青"A"(%)	总烃(ppm)	总烃/有机碳(%)	OEP	有效生油面积(Km^2)	有效生油体积(Km^3)
沙一段	1.86～2.29	0.14～0.13	434～1，003	2～3.6			
沙二段	1.89	0.69	309	0.024			
沙三段	1.9～0.28	0.13～0.16	421～962	2.1～5	1.45～3.44	642	79.62
孔一段上部	0.287～1.17	0.03～0.15	55～48	8.7	0.93	886	93.82
孔二段	2.25～3.68	0.16～0.28	849～1905	2.6～4.2	1.06～1.6	1167.4	223.46

三、生油凹陷评价

正确地评价生油凹陷，对有效地进行石油勘探工作有重要意义。由于本区块断活动的差异性，形成多种类型的生油凹陷，各凹陷沉积条件不同，生油特征有较大差别。各凹陷生油特征见表5–32。

1.长期发育的生油凹陷具有多生油层系、成熟度高、生油能力强的特点

长期发育的生油凹陷位于黄骅坳陷的歧口—南堡区内，湖盆开阔，具长期发育特点，因而沉积了巨厚的生油建造，生油层系多。从东营组—沙三段都具有生油能力，有效生油岩体积达3997立方公里。母质类型为混合型。其中歧口凹陷主要为II_1型，其他凹陷为II_2型，生油层埋藏深度大于3000米，有机质演化程度高，具完整的演化系列，生成物类型多，以成熟、高成熟阶段生成物为主，生油能力强，生油量占全坳陷的70%。

2.早期生油凹陷具有成熟度低的特点

早期发育的生油凹陷分布在沧东—南皮区，始新世发育，渐新世衰退，沉积厚度小，生

油层以孔二段为主，母质类型以腐泥型为主，生油层埋藏深度 2000～3000 米，成熟度低，生成物以低成熟原油为主，见生物甲烷气，有效生油岩体积为 396 立方公里，生油量占全坳陷的 30%。

3.晚期发育的生油凹陷具不成熟特点

分布在盐山凹陷，渐新世晚期发育，主要发育期为沙一时期，生油层埋藏浅，一般小于 2000 米，虽然有机质丰度高，但转化条件差，生油岩未成熟。钻探过程中见天然气显示，属生物甲烷气。

根据上述特征，将黄骅坳陷中的生油凹陷进行三级评价。其中歧口、板桥、南堡凹陷为 I 级生油凹陷，北塘、南皮、沧东为 II 级生油凹陷，吴桥为 III 级生油凹陷（图 5-39）。

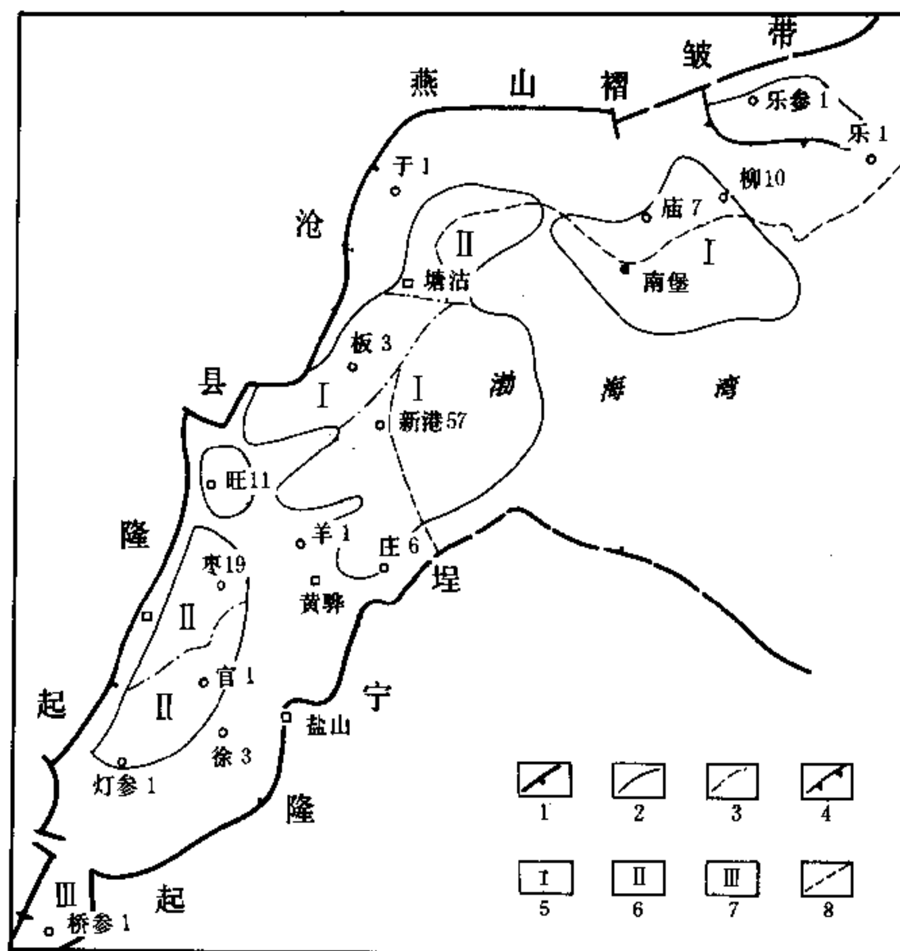


图 5-39　黄骅坳陷下第三系生油综合评价图

1—断层线；2—下第三系有效生油范围；3—凹陷分区线；4—剥蚀线；
5—一级生油凹陷；6—二级生油凹陷；7—三级生油凹陷；8—海岸线

表 5-32　黄骅坳陷各凹陷生油特征表

类　型	凹陷名称	地化指标					生油层位	最大生油面　积 (km^2)	有效生油岩体　积 (km^3)	油气类型
		有机碳 (%)	氯仿沥青 "A" (%)	总　烃 (ppm)	烃/有机碳 (%)	母质类型				
长期发育生油凹陷	南堡凹陷	1.64	0.16	809	4.4	II_2	$E_d \sim Es_3$	1561.2	1600	原　油 凝析油
	北塘凹陷	0.89	0.06	259	2.7	II_2	Es_3	666.4	399.8	原　油
	板桥凹陷	1.08	0.10	620	5.9	II_2	$Es_1^下 \sim Es_3$	740	623.9	原　油 凝析油
	歧口凹陷	1.48	0.18	997.9	7.2	II_1	$E_d \sim Es_3$	2571.6	1373.3	各种类型
早期发育生油凹陷	沧东凹陷	3.27	0.28	1905	4.0	$I \sim II_1$	Ek_2、Es_3	424.8	1307	低熟原油
	南皮凹陷	3.48	0.19	850.7	2.6	$I \sim II_1$	Ek_2、Es_3	751.6	266.12	低熟原油
	吴桥凹陷	0.044	0.02	111	3.9	II	Es_3			
晚期发育生油凹陷	盐山凹陷	1.63	0.07	268	2.0	II	Es_3			生物气

第六节　油 源 对 比

生油层生成的油气经过运移储集在圈闭中形成油气藏，由于不同的生油层或同一生油层不同的生油凹陷，所生成的油气具有不同的特征，造成油气复杂分布。特别是断陷盆地，断层多次活动，油气多次聚散，油层分割性强，差异性大，油气分布十分复杂。正确地进行油源对比，对于研究油气运移方向、方式及油气分布规律，进行资源评价，有着重要意义。

一、生油岩与原油间的相似性是油源对比的理论基础

有机质经过热作用生成烃类，经地质作用使一部分烃类运移至储集层中，形成油气藏。而另一部分烃类仍残留在生油层中，生油层中的可溶有机质代表了残留在生油层中的另一部分原油，两者具有亲缘关系。在化学组成上，两者必然有某些相似性，有一定的成因联系。而生油岩与原油间的相似性就成为当前油源对比的理论基础。

二、油源对比的原则

油气生成后，在运移过程中发生一系列变化，给油源对比工作带来了一定的困难，但某些稳定的成分仍保留原始状态或按比例变化。因此，进行油源对比，必须去伪存真，找其成因联系，以地质条件为基础，以生物标记化合物为依据，多种资料全面分析，综合对比，选择研究区有效的对比指标进行对比，其对比原则是：

1）选择稳定的具有判别特征的、带有生物标记化合物的指标；

2）对比时应用资料必须系统配套，不因分析方法的差异及资料的不完整造成人为影

响；

3）坚持采用多种资料分析对比，综合判断，组合对比，从已知油源出发，选择有效的对比指标；

4）成熟度大体相似。

三、对比手段

随着地球化学的发展，有机分析技术迅速提高，生油研究中新的地球化学指标不断增加，我国的地球化学工作者利用地球化学指标对油与油之间、原油与源岩之间的成因联系进行了多方面的探索，提出一系列较为有效的对比标志。黄骅坳陷1979年以来多次利用地球化学指标进行油源对比工作。综其所述，大体上采用了以下手段进行对比。

1.物性类

包括原油的一般物理参数，如密度、粘度、馏分、含蜡、凝固点等，主要进行油与油之间的对比，如果原油次生变化严重，对比时应予慎重。

2.钒、镍元素含量

用来进行油与油之间的对比，不同源的原油，钒、镍元素含量以及钒／镍有明显差别。

3.族组成特征

不同成因的原油具有不同的族组成特征。来自不同油源岩的原油，其族组成也不相同，生油岩中原始成油母质在一定程度上决定石油的族组成，不同演化阶段的生油岩，其族组成也不相同。因此利用族组成特征进行油与油之间、油与油源岩之间的对比就成为常用的方法。在黄骅坳陷主要利用族组成的相关性及采用饱和烃、芳烃、非烃+沥青质三角图法进行对比，取得了较好的效果。

4.正构烷烃类

正构烷烃是一个涉及脂族烃本身的参数，以正构烷烃为主，有时与异构烷烃相结合使用。多采用气相色谱中的正构烷烃原始图谱，正构烷烃分布曲线，以及一系列参数，如OEP值、C_{21}前／C_{22}后、C_{21+22}／C_{28+29}，进行油与油之间，油与油源岩之间的对比。另外采用轻烃中的某些化合物，如C_4～C_7各单体进行配对，计算配对比值，编绘相关曲线，进行油与油之间的对比，取得了良好的效果。

5.同位素类

有机质在热力作用下，向烃类转化的过程中，发生生物转化和热催化转化，同时产生同位素分馏。同位素的分馏不仅与生油母质类型有关，而且与一定的地球化学作用相联系，当母质类型相同成油环境相似，成熟度相同，油与油之间，油与油源岩之间的同位素均具有可比性，所以同位素指标可以用来进行油源对比。黄骅坳陷分别测定了生油岩可溶部分及原油中各组分中的碳同位素，采用烷烃、芳烃、非烃、沥青质同位素曲线进行相关对比，可以用来确定油与油、油与油源岩之间的亲缘关系，并通过天然气碳同位素的测定，来进行气与气之间的对比。

6.生物标记化合物

生物标记化合物主要指异戊间二烯烃、甾烷、多环萜烷等，它们来自生物，在成油过程中及油气运移中，保持稳定的碳骨架和基本结构特征，被称为“地球化学化石”，因此是油源对比的理想指标，具有“指纹”意义，在油源对比中我们主要采用下列指标。

(1) 异戊间二烯烃　在生油岩和石油中以姥鲛烷、植烷为主体的异戊间二烯烃系列，主要来源于植物，在地质演化中保持着基本碳骨架结构，因此在油源对比中被誉为指纹化石。

本区利用姥鲛烷／植烷、姥鲛烷／C_{17}、植烷／C_{18} 系列进行对比，并组成对比组合，取得良好效果，其中姥鲛烷／植烷是一个有效的对比指标。依据 D.H.威尔特提出的判别标准，即对比差 ± 0.5 范围内为好的对比关系；对比差 ± 1 为可对比关系；对比差大于 1 为没有对比关系。在全区内进行了对比工作，取得了满意的效果。

同时利用降姥鲛烷、姥鲛烷、植烷相对含量三角图进行对比效果也很明显，利用植烷与其他异构烷相对值进行油与油之间的对比，也比较理想。

(2) 甾烷、萜烷　甾烷、萜烷是环状化合物，在地史发展中保持较稳定的碳骨架，是可靠的生物标记之一，在油源对比中有特殊的指纹意义。本区主要采用 217m／e 甾烷及 191m／e 萜烷系列进行谱图直接对比，采用特征峰百分含量，绘制相关曲线进行对比，计算特征参数如$\frac{5\alpha\ (20R)\ C_{29}}{5\alpha\ (20R+20S)\ C_{29}}$、$\frac{(5\beta+14\beta)\ C_{29}}{总C_{29}}$以及萜烷$\frac{Ts}{Tm}$ $\frac{C_{31-33}17\alpha}{Ts}$等参数，进行油与油之间、油与源岩之间的对比。

四、油源对比结果

上述对比手段在黄骅坳陷都进行了尝试，在不同的地区，每种对比指标效果不同，也不是任何一种指标都可以进行满意的对比，结果表明具有区域性对比指标的是气相色谱资料，气相色谱反映烃类的全貌，其中异戊间二烯烃类又具有“指纹”意义，是本区最理想的对比指标。下面所论述的主要地区对比结果是利用该项资料在全区进行对比取得的成果。

1.黄骅坳陷南区油源对比结果

(1) 沧东凹陷　沧东凹陷下第三系原油有两种类型，一种是以沧 1 井为代表的重油，另一种是以枣园油田为代表的重质油，其性质见表 5-22，沧 1 井原油以高植烷含量为特征，与枣 18 等井孔一段石膏层中的可溶烃气相色谱可以对比。其他原油均以植烷略显优势，姥／植比小于 1 为特征，与孔二段生油岩可以对比，见图 5-40。

(2) 南皮凹陷　南皮凹陷下第三系原油如段六拨、小集、王官屯等区孔一段各油组，及官 103 井中生界安山岩原油均以植烷略显优势为特征，属同一原油类型，与孔二段生油岩有较好的对比关系；乌 3 井沙三段原油以姥鲛烷略显优势为特征，与乌参 1 井孔二段下部生油岩可以对比（图 5-41)。

2.黄骅坳陷北区油源对比结果

(1) 高—柳地区深层油气同源，来自沙三段下部　高—柳地区沙三段各油组，原油特征相似，均以姥鲛烷略占优势为特征，属同一油源，可与本区沙三段下部生油岩相对比（图 5-42)。

(2) 高南浅层油气来自主断层两侧，为混合油源　高南浅油层从沙一段下部至明化镇组获得了工业性油流，原油色谱特征均以姥鲛烷占优势，姥鲛烷／植烷为 1.28～1.53，属同一类型特征，谱图中可分两种类型，一种凝析油型，另一种原油型。凝析油型可与主断层下降盘沙一段相对比，原油型可与主断层下降盘的沙一段及上升盘的沙三段下部相对比，高南浅油层油源为双向供油（图 5-43)。

(3) 老爷庙地区沙一段上部及东一段油气同源，来自沙一段生油岩　老爷庙地区东一段及沙河街组上部两油层获工业油气流，原油以姥鲛烷略显优势为特征，与老爷庙地区沙一段可以对比（图 5-44)。

(4) 北堡构造东三段及馆陶组油气同源，来自沙一段（图 5-45)。

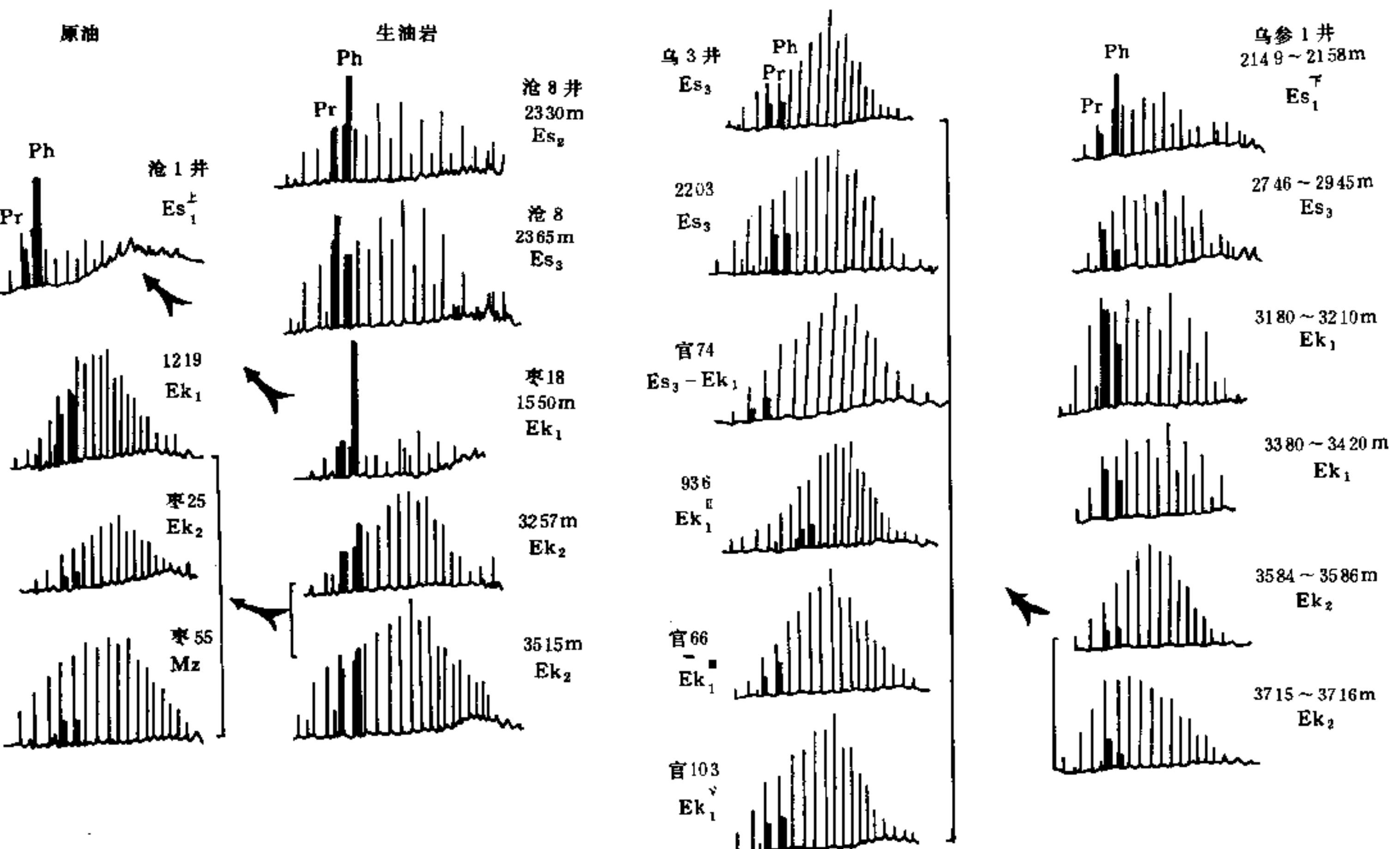


图 5-40 沧东凹陷油源对比图

图 5-41 南皮凹陷油源对比图

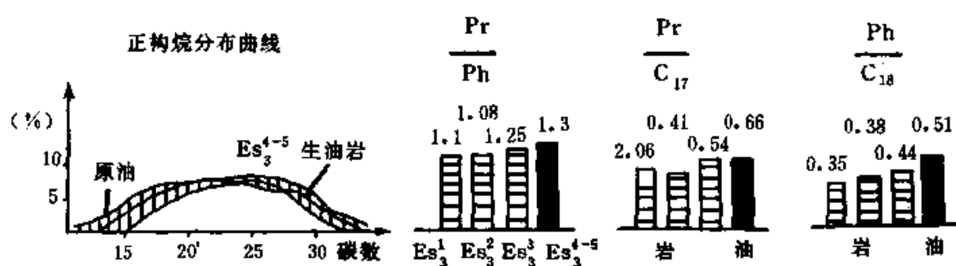


图 5–42　高柳地区油源对比图

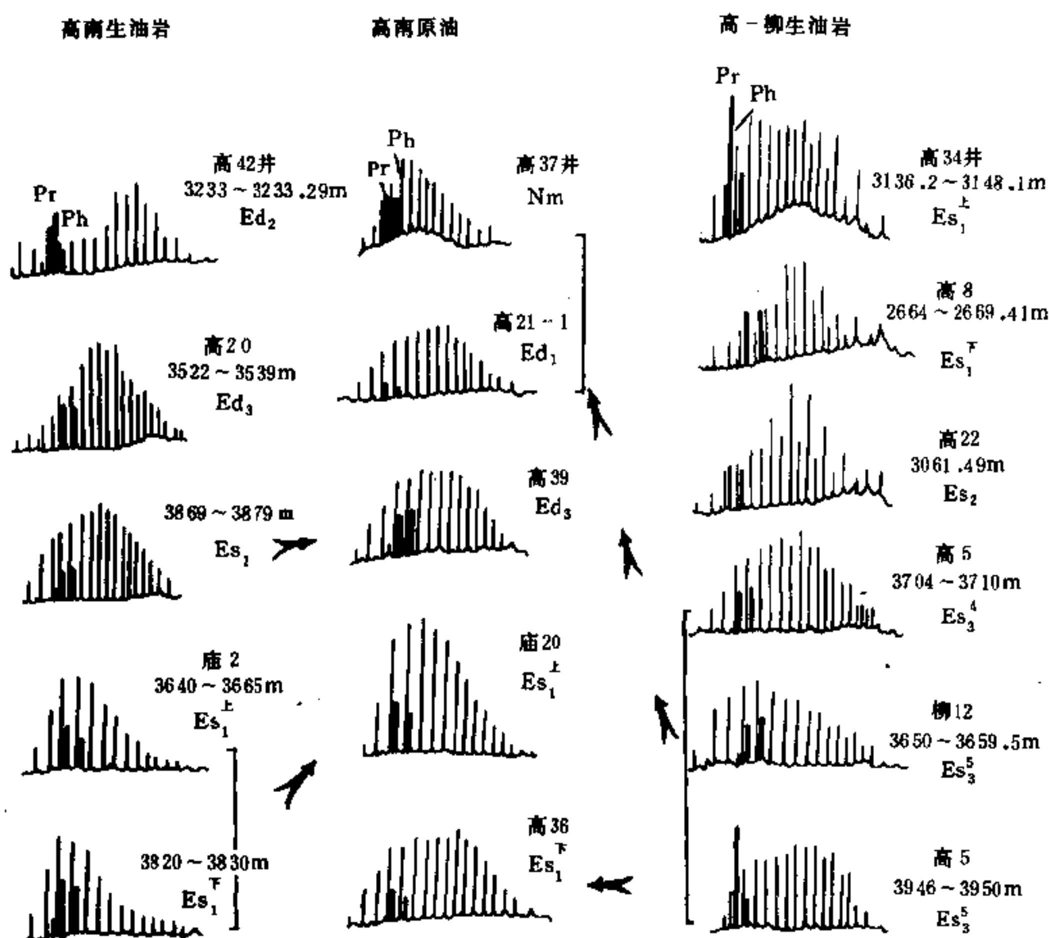


图 5–43　高南浅层油源对比图

(5) 北塘凹陷　塘沽构造塘 10 井沙三段获得工业性油流，其原油以植烷为优势的特征，与本区沙三段下部生油岩可以对比（图 5–46）。

3.黄骅坳陷中区油源对比结果

(1) 板桥凹陷（板桥油田）　板桥油田从沙三段至沙一段上部的 10 个油组中获得工业性油气流，油为轻质原油和凝析油，均以姥鲛烷占优势为特征，含有丰富的倍半萜烷，沙

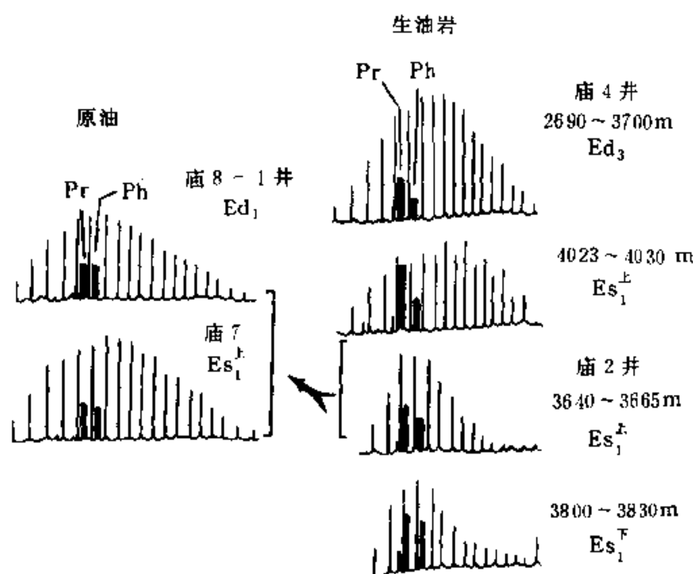


图 5-44　老爷庙油田油源对比图

三段原油的姥鲛烷／植烷为 1.8±，与沙三段生油岩可对比。沙三段以上的两种原油类型，原油型也与沙三段原油相似，属同一来源，而凝析油型与沙二、三段生油岩可以对比。生油岩色—质谱分析结果表明，沙三段生油岩含丰富的倍半萜烷为特征。沙三段本身为一独立的供油单元，而沙三段以上各油组油气主要来自沙三段，次为沙二段为混合油源供油（图 5-47）。

(2) 大中旺地区　沙一段下部获得工业油流，原油均以植烷高含量为特征，姥鲛烷／植烷为 0.3，OEP 值为 0.71，该特征与本区旺 29 井沙一段下部油页岩特征相一致，该井生油岩饱和烃气相色谱中植烷占优势，姥鲛烷／植烷为 0.23，OEP 值为 0.55，两者有明显的对比关系（图 5-48）。

(3) 张巨河地区　在沙三段及沙一段发现两套油层，沙三段原油以植烷高含量为特征，与沙三段生油岩可以对比。沙一段原油以姥鲛烷占优势为特征，与沙二—沙一段生油岩可以对比（图 5-49）。

(4) 羊二庄地区　东营组，沙一段上部及沙三段获得工业性油流。原油可分两种类型，一种是以沙三段原油为代表的以植烷占优势的原油类型，与沙三段生油岩可以对比；沙三段以上的原油以姥鲛烷占优势为特征，与沙二、沙一段生油岩可以对比（图 5-50）。

黄骅坳陷油源对比结果表明，南区孔二段是主要的油源层。南堡凹陷沙三段是主要油源层，其次是沙一段。北塘凹陷油源层为沙三段。板桥凹陷沙三段是本区的主要油源层，其次为沙二段。歧口凹陷多层供油，沙三段及沙一段是主要油源层。

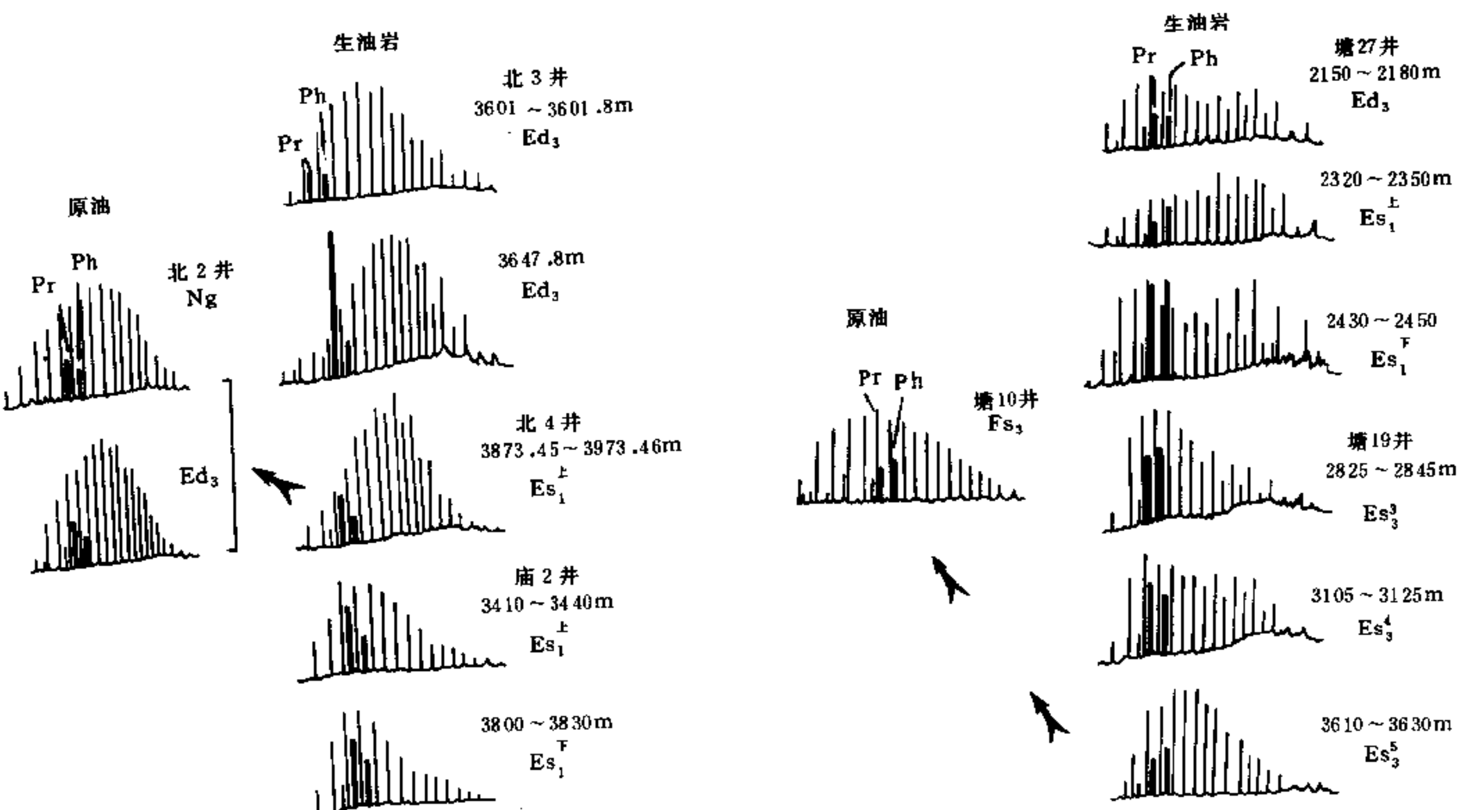


图 5-45　北堡油田油源对比图

图 5-46　塘沽构造油源对比图

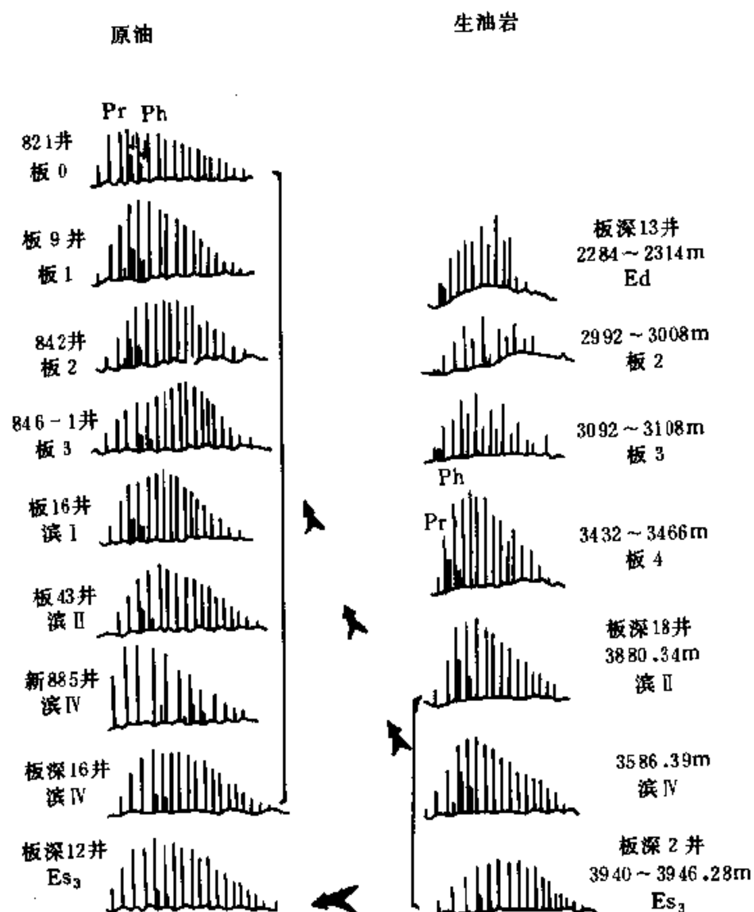


图5-47　板桥油田油源对比图

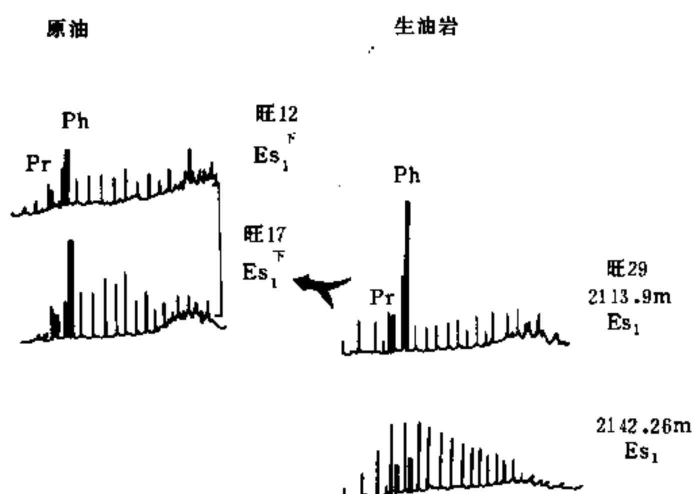


图5-48　大中旺油源对比图

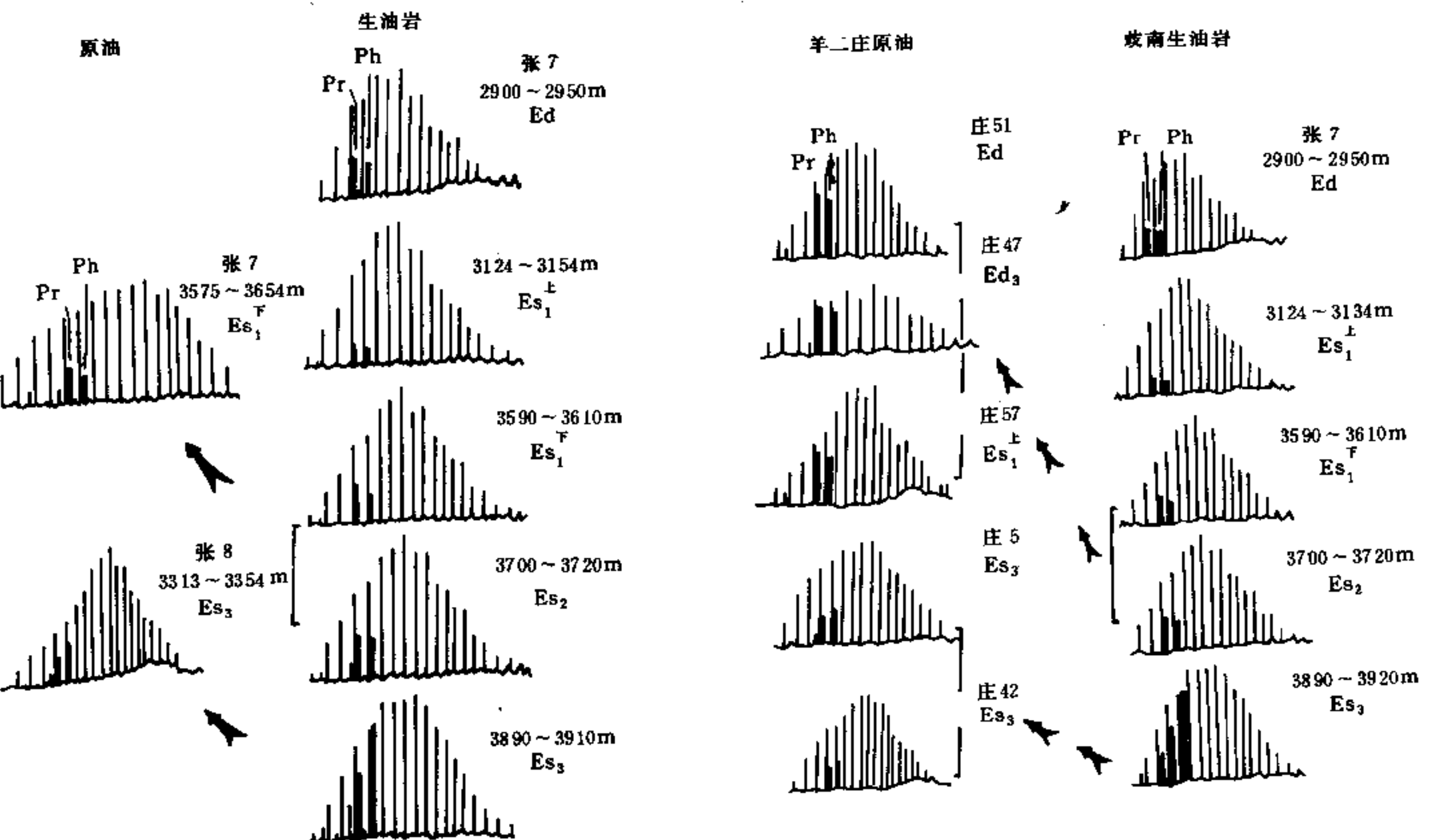


图 5-49　张巨河地区油源对比图

图 5-50　羊二庄地区油源对比图

第七节　前第三系生油条件分析

黄骅坳陷及其周边前第三系广为分布，对其生油条件未进行专门研究，本节着重对上古生界石炭—二叠系及中生界的生油资料进行论述，并对其生油条件进行分析，下古生界及其更老的地层生油资料较少，生油层大多分布在坳陷周边，《中国石油地质志 卷五 华北油田》中已对整个华北地区的下古生界及其以前的老地层的生油条件进行了专门论述，在此不再赘述。

一、石炭—二叠系生油条件分析

石炭—二叠系是华北地台的组成部分，晚古生代海西运动使地壳再次下沉，接受了千余米厚的海陆交互—陆相沉积。根据钻遇石炭—二叠系的65口探井资料分析，石炭—二叠系在全区均有分布（图5-51），在本区中部和南部厚度较大，可达1300米，北区较薄，仅有400米。地层保存较全，从二叠系的石千峰组至石炭系的本溪组均有分布。石炭—二叠系主要油气源层为石炭系的太原组、本溪组，次要油气源层为二叠系的山西组。地层中绿灰色、浅灰色、深灰色、灰黑色泥岩占较大比例，一般占地层厚度的45～62%。仅山西组、太原组、本溪组的生油岩的厚度即为180～250米（表5-33）。

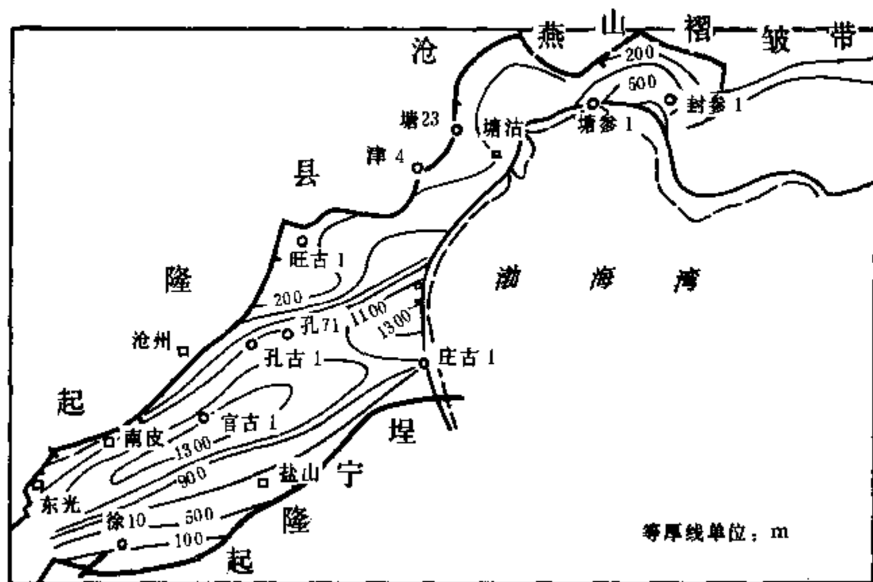


图5-51　黄骅坳陷石炭—二叠系地层等厚图

石炭—二叠系在录井过程中，见有一定的含油气显示，气测录井中见有异常。如徐6、13井、太5、10、11、12、13等井在石炭系太原组见有油浸、油斑砂岩、石灰岩及荧光砂岩。特别是徐13井于2839.15～2839.34米太原组取芯中见油浸砂岩，经氯仿冲洗、浸泡、回收，进行族组成分析，饱和烃含量为69.7%，芳烃含量为13.6%，非烃含量为12.45%，沥青质为5.39%，经气相色谱和色—质联用分析，其特征与第三系原油有明显差别，饱和烃气相色谱以姥鲛烷高含量为特征，与石炭系生油岩特征相一致。油源对比结果表明油气来自石炭系（见图5-52）。

表 5-33　黄骅坳陷石炭—二叠系生油岩厚度表

分　区	类　　别	山　西　组	太　原　组	本　溪　组
南　区	厚度区间（m）	10～106	33～102	19～42
	平均厚度（m）	54.7	61	32
	井　　数（口）	8	8	7
中　区	厚度区间（m）	47～70.5	21～92	8～86
	平均厚度（m）	66	65	52.7
	井　　数（口）	6	14	29
北　区	厚度区间（m）	6.5～67	24～91	20～50
	平均厚度（m）	38	57	38.2
	井　　数（口）	3	5	4

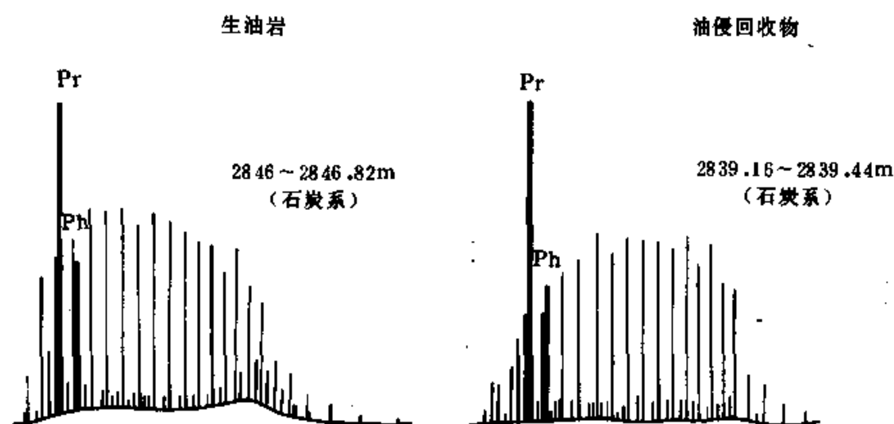


图 5-52　徐 13 井石炭—二叠系油源对比图

山西组在港 3、太 14、庄 12、涧 1 等井见有油浸、油斑、荧光显示及气测异常；石盒子组在徐 1、泊古 1、涧 1 井见有含油显示。广泛分布的含油显示多具原生性质，说明黄骅坳陷石炭—二叠系具有一定的油气生成能力。

1.生油层地球化学环境

沉积研究表明，黄骅坳陷石炭—二叠系为海陆交互相沉积，中石炭统本溪组为湿热气候条件下的海陆交互相，上石炭统太原组属湖沼泥炭沼泽及浅海相；下二叠统山西组为河湖泥炭沼泽相。根据岩石化学分析二价硫含量为 0.01～0.45%，铁还原系数为 0.12～0.43，属弱氧化—还原亚相（见表 5-34）。

表 5-34 表明中、上石炭统太原组、本溪组地球化学相为弱还原—还原亚相，矿物相为菱铁矿、黄铁矿—菱铁矿相；二叠系地球化学相为弱氧化亚相，矿物相为菱铁矿—赤铁矿相。

表 5-34 黄骅坳陷石炭—二叠系岩石化学参数表

分 区	井 号	层 位	S^{--} (%)	K	相对铁百分含量			矿 物 相	地球化学相
					Fe^{+++}HCl	Fe^{++}HCl	FeS_2		
中 区	港 1	本溪组	0.22	0.27	5.7	87.6	6.7	菱铁矿相	弱还原亚相
	港 3	太原组	0.45	0.32	8.5	76.7	14.8	黄铁矿-菱铁矿相	还原亚相
		本溪组	0.30	0.29	8.7	78.8	12.5	菱铁矿相	弱还原亚相
	港 4	太原组	0.33	0.28	27.3	59.2	13.0	菱铁矿相	弱还原亚相
	港 13	本溪组	0.09	0.26	0	96.3	3.7	菱铁矿相	弱还原亚相
	港 294	太原组	0.33	0.34	3.6	83.2	13.2	黄铁矿-菱铁矿相	还原亚相
南 区	孔 8	石千峰组	0.03	0.04	82.6	17.0	0.7	菱铁矿-赤铁矿相	弱氧化亚相
		上石盒子组	0.02	0.09	59.6	39.0	0.5	菱铁矿-赤铁矿相	弱氧化亚相
		下石盒子组	0.02	0.09	68.1	31.1	0.8	菱铁矿-赤铁矿相	弱氧化亚相
		山西组	0.01	0.19	32.8	66.7	0.5	菱铁矿-赤铁矿相	弱氧化亚相
		太原组	0.43	0.35	8.3	79.0	17.7	黄铁矿-菱铁矿相	还原亚相
		本溪组	0.70	0.43	2.3	69.2	28.5	黄铁矿-菱铁矿相	还原亚相
	徐 1	上石盒子组	0.01	0.12	55.6	44.1	0.3	菱铁矿-赤铁矿相	弱氧化亚相

2.有机质丰度

从图 5-53、5-54、5-55 及图 5-56 中可以看出，黄骅坳陷石炭—二叠系有机质丰度变化较大（表 5-35）。有机碳含量二叠系各层组为 0.24～2.46%，平均为 0.69%；石炭系为 0.66～2.35%，平均为 1.4%。氯仿沥青“A”含量，二叠系为 0.022～0.166%，平均为 0.085%；石炭系为 0.018～0.211%，平均为 0.105%，S_1+S_2（产油潜量），二叠系为 0.09～1.93 毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$，平均为 0.41 毫克$_{烃}$／克$_{岩石}$。

黄骅坳陷石炭—二叠系有机质丰度分布有以下特征：

1）石炭系有机质丰度高于二叠系，石炭系有机质丰度南区高于中、北区，二叠系中区高于南、北区。

2）石炭—二叠系泥质岩类中不同颜色、不同岩性有机质丰度有较大差别，见表 5-36。

3）石炭系太原组、本溪组，二叠系山西组有机质丰度高，已达到油气生成的丰度条件。

3.有机质类型

根据干酪根元素镜下透射光鉴定，热解色谱分析，黄骅坳陷石炭—二叠系有机质类型以腐植型和腐泥—腐植型为主。

（1）干酪根透射光镜下鉴定　据参 1、庄古 2、徐 1、徐 13 等井石炭—二叠系干酪根镜下鉴定结果，镜质体含量为 27～57%，惰质体含量为 11.3～73%，类脂体只有 0～31%，类型指数小于零，为-13.4～-9.3，属腐植型干酪根。主要井岩芯镜下鉴定结果见表 5-37。

表 5-35　黄骅坳陷石炭—二叠系分层有机质丰度表

分　区	层　　位	有机碳 (%)	氯仿沥青"A" (%)	产油潜量 (S_1+S_2) (mg/g)
北　区	下石盒子组	0.50/ (6)[①]		0.15/ (9)
	山西组	0.42/ (7)		0.26/ (17)
	太原组	1.25/ (4)	0.18/ (7)	0.55/ (30)
	本溪组	1.05/ (5)	0.06/ (4)	0.82/ (13)
中　区	石千峰组	0.35/ (9)	0.02/ (2)	
	上石盒子组	0.92/ (11)	0.05/ (4)	0.16/ (3)
	下石盒子组	0.28/ (10)		0.19/ (10)
	山西组	2.46/ (5)	0.07/ (5)	1.93/ (10)
	太原组	1.70/ (17)	0.08/ (9)	3.57/ (11)
	本溪组	0.66/ (6)	0.14/ (4)	3.07/ (5)
南　区	石千峰组	0.46/ (14)	0.11/ (4)	
	上石盒子组	0.25/ (19)	0.17/ (4)	0.09/ (8)
	下石盒子组	0.14/ (32)	0.16/ (3)	0.18/ (10)
	山西组	0.71/ (17)	0.10/ (3)	0.52/ (7)
	太原组	2.35/ (20)	0.21/ (14)	7.12/ (7)
	本溪组	1.96/ (11)	0.13/ (6)	0.87/ (5)

①括号中的数字为样品数。

表 5-36　黄骅坳陷石炭—二叠系泥质岩类有机质丰度表

丰　度 \ 颜　色	灰绿色	绿灰~浅灰	灰　色	深灰色	灰黑色	碳质泥岩	煤
有机碳 (%)	0.14 (9)[①]	0.33 (7)	0.38 (21)	1.2 (21)	3.03 (27)	8.36 (9)	58.4 (10)
氯仿沥青"A" (%)	0.009 (2)	0.02 (7)	0.02 (1)	0.12 (8)	0.22 (16)	0.19 (6)	17.26 (10)
产油潜量 (mg/g)			0.73 (5)	1.0 (28)	1.6 (23)	11.39 (11)	102.2 (4)

①括号中数据为样品块数。

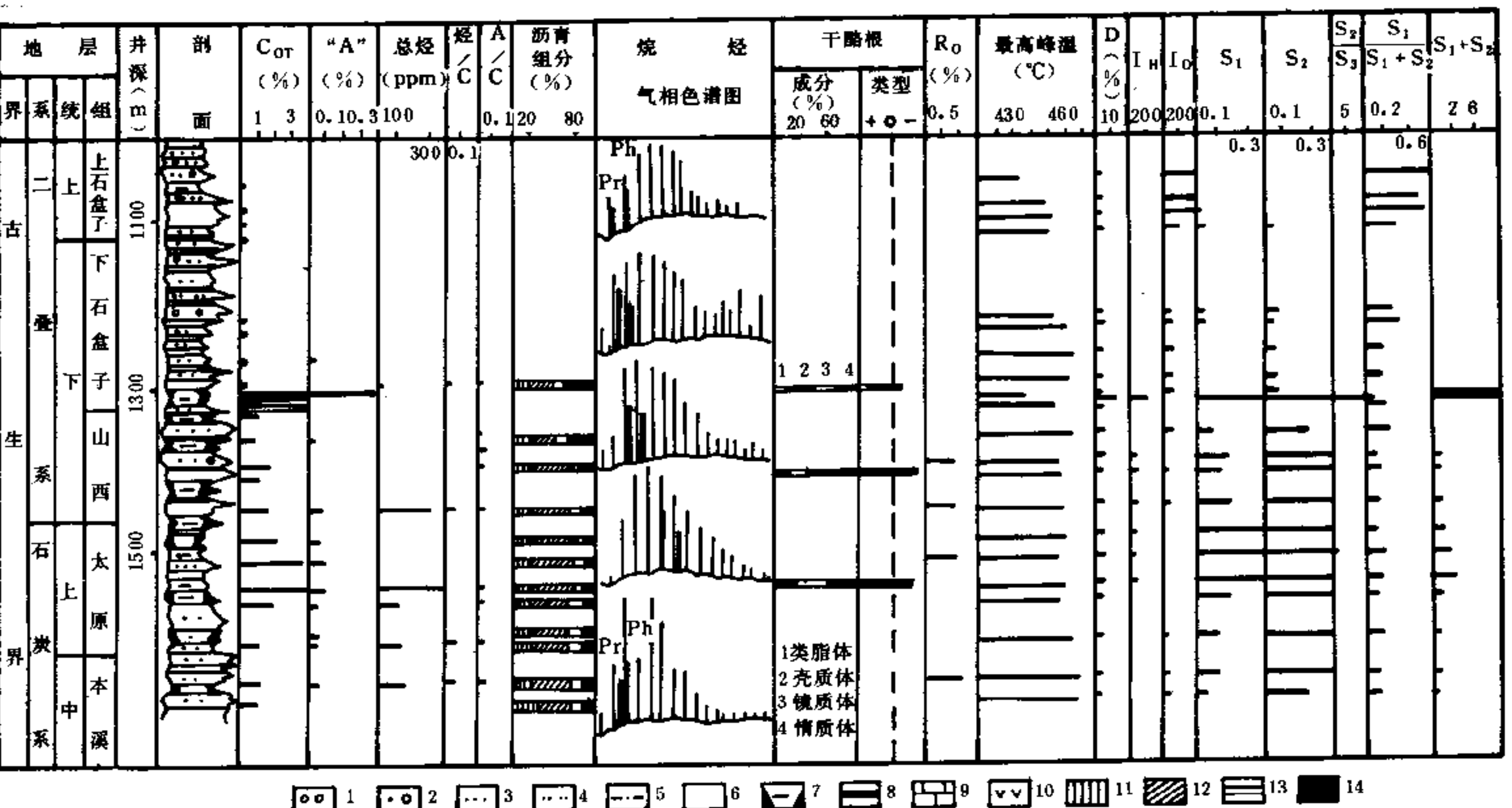


图 5-53　泊古 1 井石炭—二叠系地球化学剖面图

1-砾岩；2-砂砾岩；3-砂岩；4-粉砂岩；5-泥砂岩；6-泥岩；7-碳质泥岩；8-煤层；9-石灰岩；10-火成岩；11-烷烃；12-芳烃；13-非烃；14-沥青质

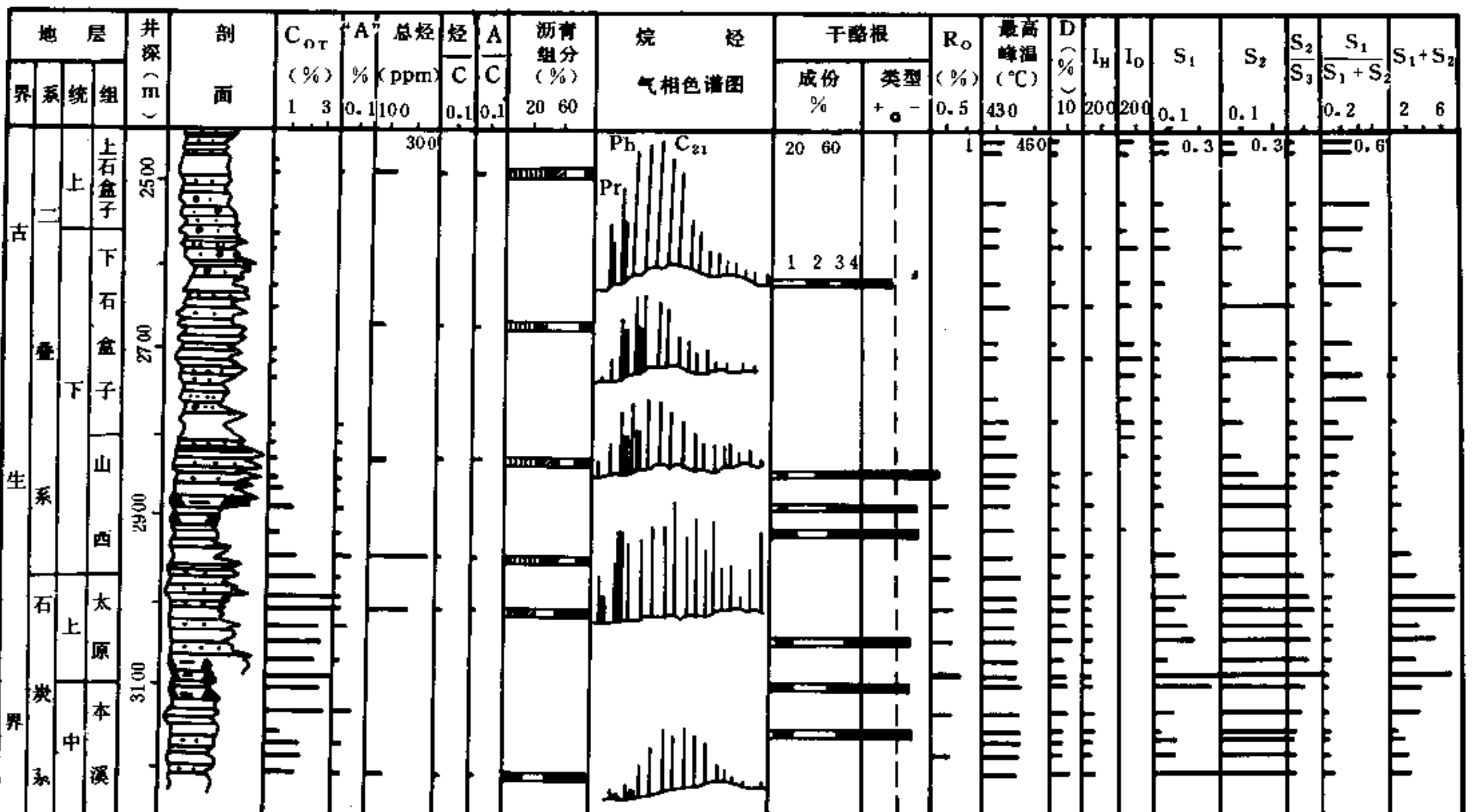


图 5-54　黄骅坳陷庄古 2 井石炭—二叠系地球化学剖面图

图例同图 5-53

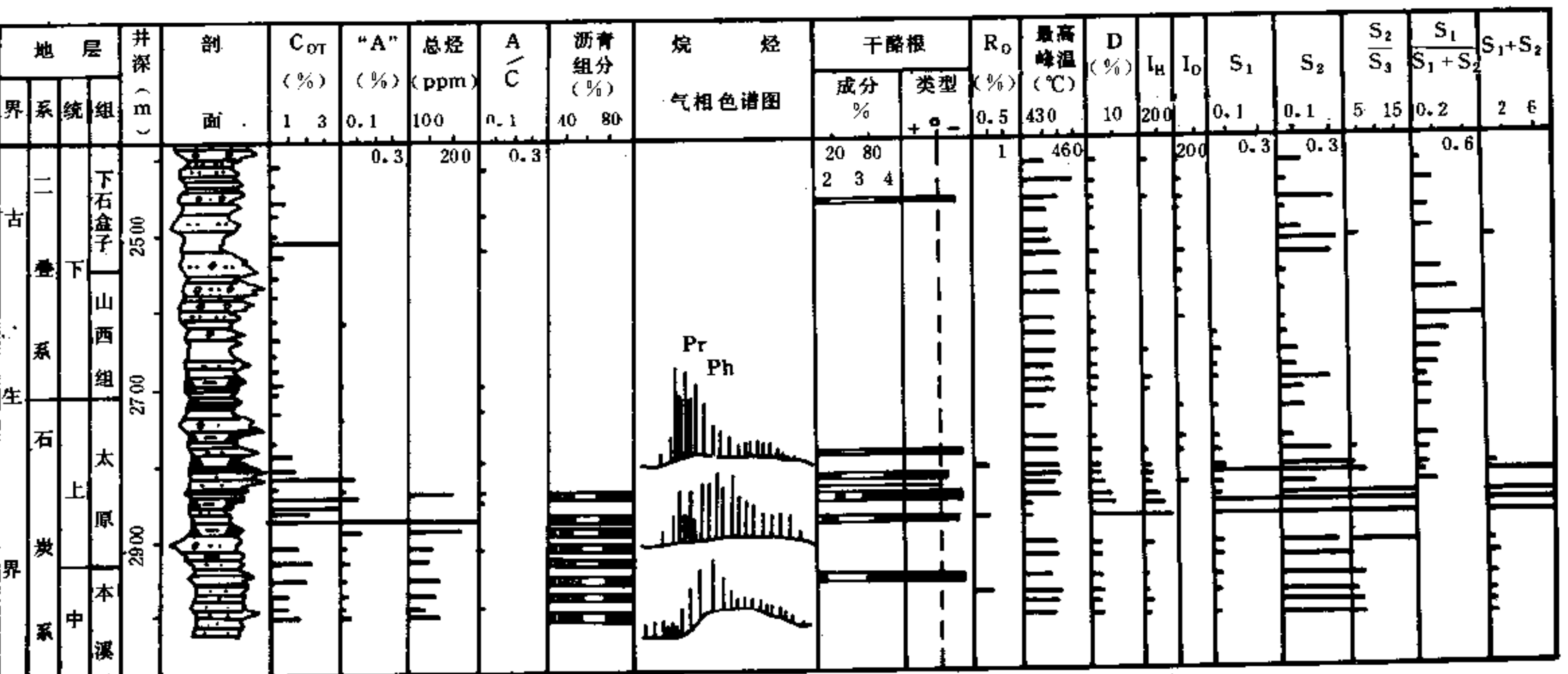


图 5-55 黄骅坳陷埕参1井石炭—二叠系地球化学剖面图

图例同图 5-53

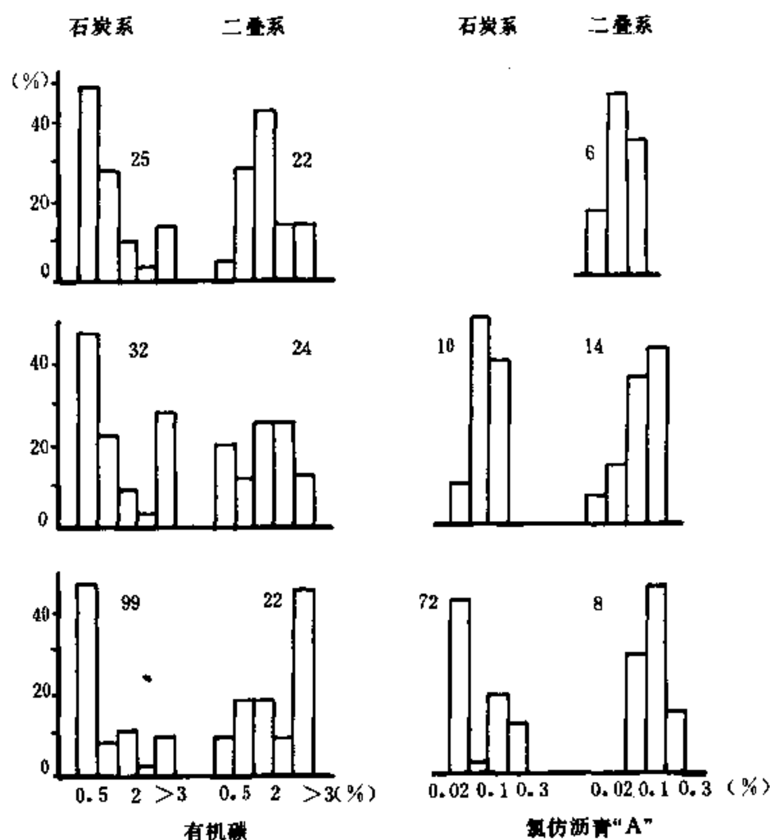


图 5–56 石炭–二叠系有机碳、氯仿沥青"A"频率图

表 5–37 黄骅坳陷石炭—二叠系干酪根镜下鉴定表

井 号	层 位	类型指数	镜鉴结果(%)				类型
			类脂体	壳质体	镜质体	惰质体	
黏参1	太原组	−50.2 (6)①	6.9	14.1	44.9	34.1	III
	本溪组	−87.3 (4)	9	1.7	39.0	59.3	III
庄古2	山西组	−75.7 (1)	0	7.7	43.3	49.0	III
	太原组	−49.6 (2)	32	19.7	46.0	31.2	III
	本溪组	−52.9 (2)	2.1	17.0	49.2	37.2	III
徐1	下石盒子组	−80.5 (1)	1.7	5.7	24.1	68.0	III
	山西组	−93 (1)	0	0	27.0	73.0	III
	太原组	−90.2 (2)	0	1.8	26.7	71.2	III
徐13	太原组	−39.2 (2)	0	27.4	51.9	20.8	III
	本溪组	−41 (2)	0	28.6	32.7	38.7	III

①括号内为样品数.

(2) 干酪根元素　通过对黄骅坳陷部分井的石炭—二叠系干酪根元素分析表明，碳原子含量为78.89～84.3%，氢原子含量为5.33～7.97%，氧原子含量为5.05～13.17%，H／C原子比为0.77～1.4，O／C原子比为0.045～0.125，属混合型干酪根（见表5–38、图5–57）。

表5–38　黄骅坳陷石炭—二叠系元素原子含量分析表

井号	层位	C (%)	H (%)	O (%)	H／C	O／C	类型
太10	山西组 (1)①	78.89	5.35	13.17	0.81	0.125	II_2
	山西组 (2)	79.93	5.62	11.17	0.84	0.105	II_2
塘23	本溪组 (1)	79.89	5.33	12.48	0.80	0.117	II_2
涧1	太原组 (1)	81.27	5.53	10.07	0.82	0.091	II_1
	太原组 (2)	81.43	5.43	9.58	0.80	0.088	II_1
徐12	太原组 (1)	84.30	7.85	5.05	1.12	0.043	II_1
	太原组 (2)	83.48	7.97	5.94	1.15	0.048	II_1
徐10	太原组 (1)	82.85	5.32	9.25	0.77	0.048	II_1

①括号内为样品数。

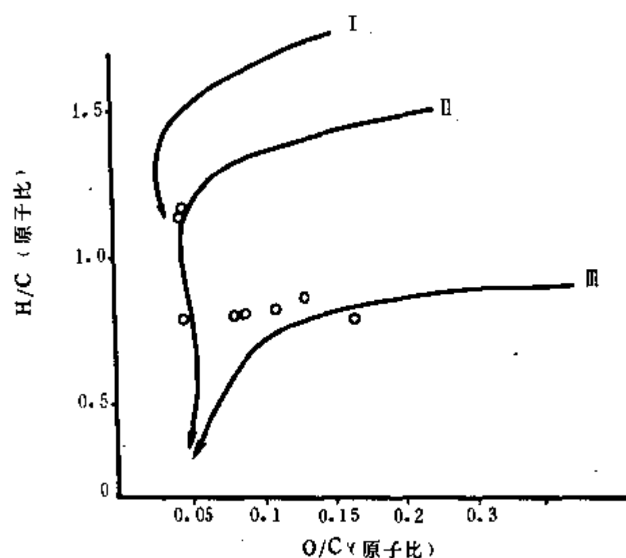


图5–57　黄骅坳陷石炭—二叠系H／C与O／C原子比关系图

4.热解色谱

根据壁参1、庄古1、庄古2、官古1、泊古1、徐1、徐13等井的石炭—二叠系热解色谱资料，利用类型指数（S_2/S_3）、降解潜率（C_P/C_{OT}）、氢指数（I_H）、氧指数（I_O）对石炭—二叠系有机质类型进行划分，其结果如下：

(1) 利用类型指数（S_2/S_3）划分　根据类型指数四分法划分标准，I型大于20；II_1型5～20；II_2型2.5～5；III型小于2.5，对黄骅坳陷7口井的194个样品进行划分，结果如表5–39。

表5–39表明利用类型指数划分有机质类型，石炭—二叠系中以III型为主，次为II_2型，石炭系中III型及II_2型占88%，二叠系占67%。

(2) 利用降解潜率（$\frac{C_P}{C_{OT}}$）划分　降解潜率（$\frac{C_P}{C_{OT}}$）就是有效碳占总有机碳的百分

率，降解潜率随有机质类型而变化，有机质类型越好，有效碳越大。四分法降解潜率划分标准为，I型大于50%；II_1型50～20%；II_2型20～10%；III型小于10%。对黄骅坳陷石炭—二叠系7口井的149块样品进行划分，结果见表5-40。

表5-39 黄骅坳陷类型指数划分结果表

分区	层位	类型指数（S_2/S_3）							
		I >20		II_1 20～5		II_2 5～2.5		III <2.5	
		%	样品数	%	样品数	%	样品数	%	样品数
北区	P	3	1	7	2	21	6	69	20
	C	12	7	22	13	19	11	47	27
中区	P			4	1	7	2	89	23
	C			30	6	35	7	35	7
南区	P	3	1	15	6	5	2	77	30
	C	9	2	23	5	14	3	54	12
合计	P	2	2	10	9	11	10	77	73
	C	9	9	24	24	21	21	46	46

表5-40 黄骅坳陷降解潜率划分结果表

分区	层位	降解率（$\frac{C_P}{C_{OT}}$）%							
		I >50		II_1 50～20		II_2 20～10		III <10	
		%	样品数	%	样品数	%	样品数	%	样品数
北区	P					7	2	93	27
	C			4	2	27	16	69	40
中区	P			8	2	15	4	77	20
	C					40	8	60	12
南区	P			20	8	6	2	74	29
	C	5	1	18	4	9	2	68	15
合计	P			11	10	8	8	81	76
	C	1	1	6	6	26	26	67	67

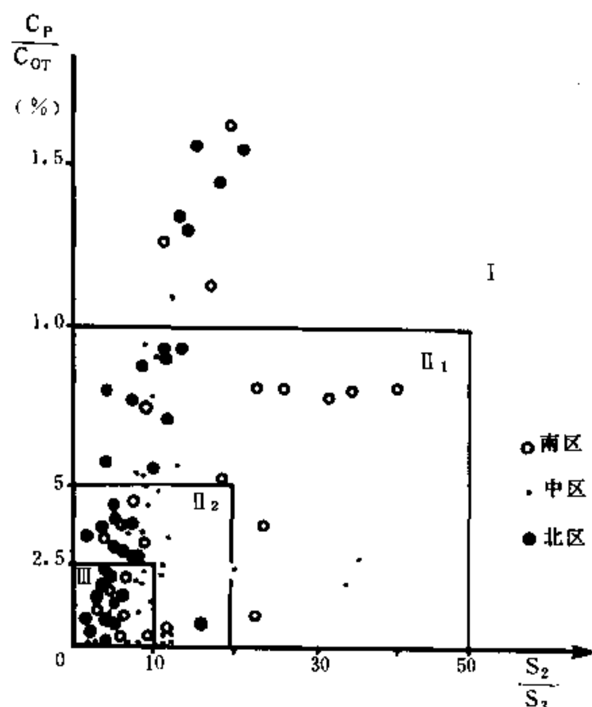


图 5-58　黄骅坳陷石炭—二叠系类型指数与降解潜率关系图

利用降解潜率和类型指数对石炭—二叠系有机质类型划分的结果表明是以 III 型有机质为主，次为 II 型有机质，二叠系 III 型有机质占 74～93%，石炭系占 60～69%（见图 5-58）。

(3) 利用氢指数和氧指数有机质类型划分图版确定有机质类型

根据氢指数和氧指数有机质类型划分图版，将本区石炭—二叠系 149 块样品的氢指数和氧指数放在图版上（见图 5-59），石炭—二叠系点子落在 III 型线附近，少数落在 II_2 型线附近，表明利用 I_H 与 I_O 所确定的有机质类型仍是以 III 型为主。

用上述几种方法确定的有机质类型都一致，即本区石炭—二叠系有机质类型主要为 III 型，次为 II_2 型。

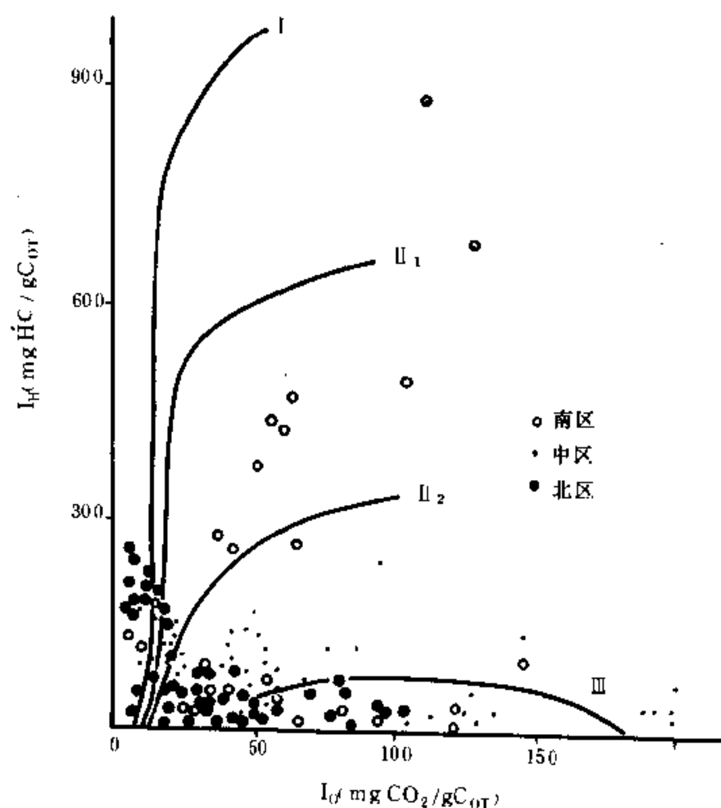


图 5-59　黄骅坳陷石炭—二叠系 I_H、I_O 指数类型划分图

5.有机质成熟度分析

本区石炭—二叠系缺乏系统的热演化资料，其成熟度只能根据零星资料进行分析。

目前坳陷内石炭—二叠系经钻探揭露的深度为1050～3084米，在此深度范围内，有机质基本上都已成熟，但成熟度比较低，处于成油阶段，个别地区进入湿气阶段。

（1）热解色谱最高峰温较低　通过壑参1、庄古1、庄古2、泊古1等井的热解色谱剖面分析，在1050～3150米范围内，最高峰温为432～482℃，一般低于480℃，只有泊古1井最高峰温达482℃，1100米以下最高峰温大于465℃。表明石炭—二叠系有机质成熟度绝大多数处于成油阶段，只有泊古1井地区可达湿气阶段（见表5–41）。

表5–41　黄骅坳陷石炭—二叠系热解最高峰温表

分　区	井　号	埋藏深度（m）	最高峰温（℃）
北　区	壑参1	2400～2980	433～465
中　区	庄古1	2480～3084	431～444
南　区	徐1	2001～3150	432～452
	泊古1	1050～1671	447～482

（2）实测镜质体反射率 R_O 值较低　在16口井中的不同层位实测石炭—二叠系镜质体反射率，为0.56～1.32%，大多数在0.65%左右，只有泊古1井太原组镜质体反射率值可达1.32%。说明本区石炭—二叠系有机质均已成熟，但成熟度不高，多处于成油阶段，个别地区进入湿气阶段（见表5–42）。

表5–42　黄骅坳陷石炭—二叠系镜质体反射率测定表

分区	井　号	镜质体反射率（%）					
		石千峰组	上石盒子组	下石盒子组	山西组	太原组	本溪组
北区	壑参1					0.96	0.64
	涧1					0.71	
	塘23						0.68
中区	庄古2		0.64	1.49	0.91	0.68	
	太10					0.66	
	太14					0.67	
	太9					0.67	
	齐古1						
	旺古1					0.69	
南区	孔8					0.66	
	孔71					0.65	
	徐1	0.65					
	徐12					0.56	
	徐13						0.72
	官古1					0.93	
	泊古1				0.95	1.32	

(3) 烷烃表现低成熟特征　根据较系统的塱参1井气相色谱资料，烷烃随深度变化较稳定，各项参数反映了低成熟特征。从2628～2964米26个样品的气相色谱资料分析表明，各项参数变化不大，主峰碳变化为C_{16}～C_{27}，大多数分布在C_{19}，OEP值为0.99～1.92，绝大多数为1.25。C_{21}前／C_{22}后为0.84～3.38，大部为1.3。上述资料揭示烷烃成熟度较低。

综上所述，本区石炭—二叠系在目前所揭露的埋深条件下，有机质均已成熟，但成熟度较低，一般处于成油阶段，个别地区如泊古1井地区，太原组已进入湿气阶段。

6.生油层评价

根据黄骅坳陷石炭—二叠系各层系的有机质丰度和成熟度，按表5-29评价为准，石炭系属高丰度，中成熟，一般生油岩，其南区优于中区和北区。二叠系山西组为高丰度，低成熟，一般生油岩，中区优于南区和北区。二叠系其他层系生油条件较差，一般不具生油能力。

二、中生界生油条件分析

黄骅坳陷中生界分布较广。中下侏罗统，为一套灰紫、紫灰、灰色泥岩与白色砂、砾岩互层，夹碳质页岩及煤系沉积，属河湖沼泽相，厚度约300米；中上侏罗统为红色碎屑岩及中基性火山岩相，厚740米；下白垩统为河流相红色碎屑沉积，厚300米以上，主要分布在南皮、歧口—板桥一带。根据沉积特征分析，中下侏罗统具有一定的生油条件，而中上侏罗统及下白垩统生油条件都很差，本节着重对中下侏罗统的生油条件进行分析。

1.中下侏罗统地球化学相

根据岩石化学分析，中下侏罗统三价铁含量为0.108～0.65%，二价铁含量为1.46～1.75%，二价硫含量为0.04～0.35%，铁还原系数为0.22～0.33，属弱还原地球化学亚相，矿物相为菱铁矿相（见表5-43）。

表5-43　黄骅坳陷中下侏罗统岩石化学数据表

井　号	S^{--} (%)	K	相对铁（%）			地球化学相	矿物相
			$Fe^{+++}HCl$	$Fe^{++}HCl$	FeS_2		
港3	0.369	0.29	26.1	60.7	13.2	弱还原亚相	菱铁矿相
港4	0.353	0.28	25.6	61.5	12.9	弱还原亚相	菱铁矿相
歧2	0.447	0.22	11.6	71.1	17.5	弱还原亚相	菱铁矿相
盐2	0.354	0.33	5	8.1	10.9	还原亚相	黄铁矿—菱铁矿

2.中下侏罗统有机质丰度

中下侏罗统有机质含量变化较大，有机碳含量0.41～2.08%，氯仿沥青"A"含量0.004～0.142%，主要井点的有机质丰度见表5-44。

3.有机质类型

根据干酪根镜下鉴定结果，中下侏罗统有机质类型属混合型，主要井岩芯鉴定结果见表5-45。

4.成熟度分析

由于资料所限，对中下侏罗统的成熟度进行全面分析不具备条件，现仅就零星资料进行

表 5-44 黄骅坳陷主要井中下侏罗统有机质丰度表

分区	井号	有机碳(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组成(%)			
				饱和烃	芳烃	非烃	沥青质
中区	港 3	0.563 (16)[①]	0.043 (18)				
	港 4	0.415 (24)	0.03 (24)				
	歧 2	0.41 (3)	0.004 (3)				
南区	枣 151	1.1 (1)	0.048 (1)	61.5	13	21	5.5
	枣 117	0.87 (1)	0.142 (1)	52.79	13.71	29.44	6.6
	女 14	0.16 (2)	0.004 (4)	60.56	17.25	17.25	5.28
	盐 2	2.08 (5)	0.07 (5)				
	桥参 1	0.28 (1)	0.023 (1)	20.4	15.19	38.16	17.67

①括号中的数字为样品数。

表 5-45 黄骅坳陷中下侏罗统干酪根镜鉴结果表

井号	镜鉴结果(%)				类型指数	有机质类型
	类质体	镜质体	壳质体	惰质体		
枣 117	67.7	10.3	10.3	11.7	53.5	II_1
枣 151	73.3	8.3	10	7.3	65.3	II_1
女 14	40	4.7	39.7	15.7	40.7	II_2
桥参 1	41.6	17.2	21.8	19.5	20.1	II_2

初步探讨。

对位于南区王官屯油田的官 177 井 2527.86～2528.46 米井段的生油岩进行饱和烃气相色谱分析，主峰碳为 C_{17}，碳分布范围为 C_{17}～C_{30}，OEP 为 1.11。对桥参 1 井 4468～4478 米井段生油岩进行色谱分析，主峰碳为 C_{17}，碳分布范围为 C_{14}～C_{32}，OEP 值为 1.1，表明生油岩已成熟。桥参 1 井 4452～4498 米井段生油岩的镜质体反射率测定为 0.64～0.75%，表明处于低成熟阶段。枣 117、151 井生油岩气相色谱分析，成熟度较低，OEP 值大于 1.3，具不成熟特征。分析结果见表 5-46。

表 5-46　黄骅坳陷中下侏罗统气相色谱参数表

井号	井段 (m)	主峰碳	碳分布范围	OEP	$\frac{C_{21}前}{C_{22}后}$	$\frac{C_{21+22}}{C_{28+29}}$	$\frac{P_r}{P_h}$	$\frac{P_r}{C_{17}}$	$\frac{P_h}{C_{18}}$
官 177	2527.86～2528.46	C_{17}	C_{13}～C_{30}	1.11	3.12	3.75	1.15	0.85	0.92
桥参 1	4468～4478	C_{17}	C_{14}～C_{32}	1.10	1.4	2.64	1.55	0.58	0.40
枣 117	2968～3050	C_{23}	C_{16}～C_{32}	1.36	0.41	1.48	0.24	0.62	1.43
枣 151	2867～2900	C_{23}	C_{16}～C_{32}	1.38	0.43	1.63	0.21	0.64	1.36

上述资料表明，黄骅坳陷南区中下侏罗统具备一定的成熟条件，王官屯—吴桥地区有机质已成熟，枣园地区成熟度较低可能属于不成熟。黄骅坳陷中下侏罗统分布范围较广，南区有机质丰度高，属高丰度生油岩，中区有机质丰度低。南区母质类型为混合型，具一定成熟条件，其南部成熟度高于北部。因而就目前资料分析中下侏罗统具有生油能力的范围限于枣园以南地区。

第六章 储 集 层

黄骅坳陷已发现的含油气层系计有古生界、中生界和新生界第三系。古生界的寒武—奥陶系含油气零星，中生界含油气主要分布于孔店以南地区，第三系是主要含油气层系。已发现的储集岩类型比较多，有砂岩、粒屑灰岩及火山岩三大类。

第一节 碎屑岩储集层

一、储集岩的砂体类型

黄骅坳陷下第三系下部为始新统孔店组。孔店组分布于坳陷南部沧东—南皮凹陷，发育冲积扇砂体，为坳陷的重要储集层之一。沙河街组沉积时是坳陷大幅度沉降广泛水浸时期，沙河街组在坳陷内广为分布，逐层超覆在不同时期的地层之上。自沙三段沉积开始水侵，一直延续到沙一段上部沉积末期，坳陷水域扩展到了最大范围，沉积了一套以湖相暗色泥岩为主的地层剖面，沉积厚度达2000多米，砂体类型多。到渐新世晚期东营组沉积时，坳陷整体抬升，水体向湖盆中心退却，发源于北部燕山物源区的水系，形成三角洲沉积。中、上新统馆陶—明化镇组为河流相沉积，是一套红色砂、泥岩建造。河流相砂体发育，物性好，为浅层油藏提供了良好的储集条件。

沙一段上部沉积时为黄骅坳陷水侵范围最广的时期，沉积了一套厚度为100～300米的暗色泥岩。若以沙一段上部暗色泥岩为界，在这套暗色泥岩以下接受了一套水进式沉积，在其以上接受了水退式沉积，这两种类型的沉积分别形成了不同类型的储集岩体。

水进时期，由于断块活动和基底凸凹相间的特点，在不同构造部位形成不同的储集体。位于中央或开阔湖盆向深凹方向下降的同生大断层的根部，往往发育有深水密度流砂体和水下扇类型的砂体。靠近边部或中央隆起的围斜部位，由于其地形复杂，水域浅，距石灰岩物源区较近，因而往往形成滩坝砂体。

水退时期，即在沙一段上部沉积以后，由于湖水后退的方向与北部物源区搬运碎屑物质的方向一致，所以在湖盆中形成三角洲砂体，直到上第三系馆陶—明化镇时期形成大陆河流相砂体。

纵观黄骅坳陷始新世以来的地质发展史，可以看出沉积环境决定着储集岩体的分布，并且控制着储集岩体的类型。

1.各类砂体的岩性、物性特征

新生界下第三系为近海内陆湖相沉积，上第三系为河流相沉积，由于两者具有不同的堆积方式，故而形成多种类型的砂体。目前所发现的具有代表性的砂体有以下几种类型。

（1）河道砂体

1）上第三系河道砂。黄骅坳陷上第三系馆陶组—明化镇组是河流相沉积，为一套冲积成因的红色碎屑岩建造。馆陶期网状河道发育，明化镇期蛇曲河道发育。馆陶组及明化镇组下段的河道砂形成了大港油田的主要储集层。如港东、港西、羊二庄、羊三木、孔店等油田和开发区的主力油层都是馆陶组及明下段砂岩。此外，这套储集层在高尚堡，老爷庙、唐家

河等地也有分布。

明化镇组下段的主要岩性为浅灰绿色泥砾中—细砂岩、泥质粉砂岩、泥岩及棕红色粉砂岩、泥质粉砂岩、泥岩等。明显具下粗上细的正旋回特征，含钙质团块、岩屑、铁锰结核及黄铁矿。砂岩以粉—细砂为主，岩石类型属硬砂质长石砂岩，矿物成分以长石、石英为主，长石含量在40～50%，石英含量一般在33～45%，岩石碎屑含量一般为10～25%，颗粒圆度为次尖—次圆，分选中—好，风化程度浅—中。以泥质胶结为主，胶结物含量一般为15～35%。

馆陶组的岩性，上部为灰白色块状细—粗粒砂岩，含砾砂岩，夹灰绿，棕红色泥岩，通常称为上粗段；中部为暗棕红色、紫褐色泥岩夹灰色含砾砂岩，称为馆陶组中细段；下部称为下粗段，岩性为灰白色块状砂砾岩层，底部为燧石砾岩层。

馆陶、明化镇组储集层的主要特点是砂层发育，厚度大，含钙低，物性好，是不可多得的良好储集层。黄骅坳陷上第三系油层厚度大，一类油层有效厚度一般20～30米；因此每平方公里的储量高达300～400万吨（表6–1）。

表6–1　大港油田馆陶组—明化镇组油层厚度统计表

项目＼油田	羊二庄	羊三木	港西	港东	孔店	唐家河
一类油层有效厚度(m)	33.7	24.7	20.5	22.2	14.1	23.5
储量 $(\frac{10^4 t}{km^2})$	446.84	356	304.2	278	249.4	204

上第三系的河道砂体埋藏较浅，一般为1500～2200米，油层物性好，孔隙度可达30%以上，空气渗透率可达数个二次方微米（表6–2），油层连通性好，只是在明化镇油组的顶部成岩稍差，采油过程中易于出砂。

表6–2　馆陶—明化镇组油层物性统计表

层位	羊二庄		羊三木		港西		港东		孔店		唐家河	
	孔隙度(%)	渗透率 $(10^{-3}\mu m^2)$	孔隙度(%)	渗透率 $(10^{-3}\mu m^2)$	孔隙度(%)	渗透率 $(10^{-3}\mu m^2)$	孔隙度(%)	渗透率 $(10^{-3}\mu m^2)$	孔隙度(%)	渗透率 $(10^{-3}\mu m^2)$	孔隙度(%)	渗透率 $(10^{-3}\mu m^2)$
明上段	/	/	/	/	27.23	417.3	/	/	/	/	/	/
明下段	33.6	5624.5	/	/	28.9	345.8	32	965	/	/	29	238.3
馆陶组	27.9	2,718.5	31	1,150	27.08	314.4	29	1,787	33	3000	28	380.6

2）中、下侏罗统河道砂。这是新发现的含油层系。1988年初在王官屯地区官142井，

于中生界安山岩之下发现了中、下侏罗统块状砂岩，获得了工业油流，这是大港油田从中生界砂岩中喷出原油的第一口井。侏罗系勘探程度很低，目前钻遇该套地层的探井仅有10余口，只有官142井获得成功，经取芯进尺38.10米，芯长34.20米，收获率91.08%，至此对中生界储集层的岩性、物性有了初步的认识。

据官142井剖面，中生界厚330米，其上部为大套安山岩，中部为一套厚层浅灰、棕褐色砂岩和浅灰色砂砾岩，厚度达60米。底部为灰绿色泥岩与浅灰色砂岩互层（未钻穿）。砂岩井段自下而上为：砂质砾岩，砾石成分由燧石、石英岩、酸性火成岩及沉积岩组成，一般砾径1～3厘米，最大可达5厘米以上，圆球度高，与现代河床卵石类似，由砂质充填胶结，分选极差，结构无序，应属涨水期河床底部滞留堆积；含砾中粗砂岩，斜层理倾角小于20°，由粒级变化而成，砾石散于砂岩内部，局部层面富含碳化植物碎屑；块状中粗—中细砂岩，分选好，普遍具油浸显示；具断续平行纹理的粉细砂岩，剥离面较平整，纹理断续可见，局部见纹理状煤线。以上砂、砾岩可能属于河床沙坝堆积。

官142井的岩芯分析资料表明，因其埋藏在2500米左右（在舍女寺地区深3000米），较上第三系河道砂深500～1000米，压实作用明显，物性也较前者稍差，但总的来看仍属较好物性，孔隙度20～22%，渗透率100×10^{-3}二次方微米左右，碳酸盐含量一般小于10%（表6–3）。

表6–3 官142井储集岩物性数据表

岩石名称	孔隙度 (%)			渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)			碳酸盐含量 (%)		
	最大	平均	最小	最大	平均	最小	最大	平均	最小
油浸细砂岩	27.1	22.03 (32)[①]	13.3	443	101.4 (32)	2.93	46	6.5 (32)	0.8
油浸含砾砂岩	22.7	21.4 (18)	19.9	248	147.8 (18)	24	7.8	2.19 (18)	1.0
油浸含砾细砂岩	24.7	20.5 (41)	14.7	244	45.4 (41)	1.3	24.1	3.95 (41)	0.8
油斑荧光细砂岩	18.1	11.3 (5)	8.9	5.2	1.46 (5)	0.27	48.1	34.8 (5)	14.5
油斑含砾砂岩		7 (2)			0.66 (2)			50 (2)	

①括号内的数字为样品数。

(2) 三角洲砂体　东营组为一套湖相三角洲沉积。东三段沉积具有明显的南北分区特征，在黄骅坳陷中，北部地区砂层最发育，为主要储集层，由一套灰色、绿灰色泥岩与浅灰、灰白色砂岩互层段组成，具有明显的反旋回特点，砂岩的岩性以岩屑质长石砂岩、长石砂岩为主，其南区基本为纯泥岩。东二段全区基本以泥岩为主夹砂岩。东一段以砂质沉积为主，但由于东营组末期遭受大范围的侵蚀，仅部分残留于中、北部的歧口、南堡等凹陷。目前已发现了唐家河、港东、港西和北堡、老爷庙等开发区和油田。

唐家河开发区的主力储集层是东三段砂岩，系三角洲砂体的典型代表。东三段总厚度变化不大，一般在 150～220 米，揭穿井的砂岩总厚度为 37.6～115.8 米。砂岩厚度的变化趋势，从北往南变薄，且向东、西方向也变薄甚至尖灭。东三段的岩性为浅灰色砂岩与灰色泥岩互层，利用这些泥岩隔层将东三段划分为 10 个小层。由于 1、2 号小层发育不全，9、10 号小层揭穿的井少，故东三段的主力油层为 3～6 号小层（图 6-1）。

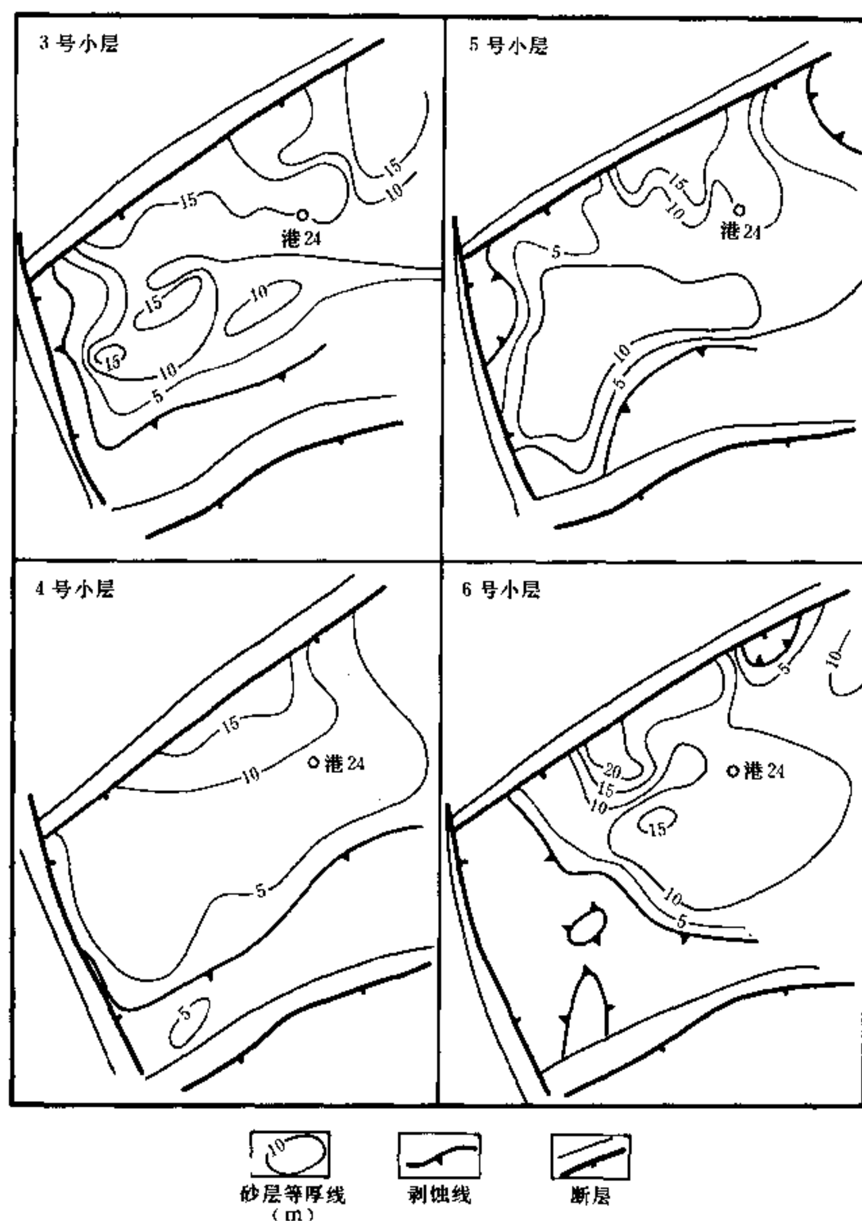


图 6-1 唐家河东三段第 3～6 号小层砂层等厚图

东三段砂岩发育，油层厚度大，为 30～50 米，油层薄者有 10～20 米，分布面积广，东三段的地质储量占唐家河开发区储量的 70%以上。东二段储集层不发育，为大段泥岩夹薄层砂岩，物性差，油层厚度 5～10 米，地质储量仅占开发区储量的 10%左右。

唐家河开发区东三段砂层物性好，埋藏适中，约 2600 米。通过对港 68 井和港 521 井岩

芯资料的分析，其胶结物含量一般小于 15%，胶结物成分以泥质为主，碳酸盐含量低，一般小于 6%，胶结类型以孔隙—接触式为主，粒度中值在 0.05～0.22 毫米之间，属于细—粉砂，分选系数在 1.3 左右，为分选好的粉细砂岩，孔隙度平均在 25%以上，空气渗透率大于 100×10^{-3} 二次方微米（表 6–4)。

表 6–4 唐家河开发区东营组物性统计表

层位 \ 项目	有效孔隙度（%）				空气渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）				碳酸盐含量（%）			
	样品数	最大	最小	平均	样品数	最大	最小	平均	样品数	最大	最小	平均
东一段	97	32.7	15.8	26	76	1,695	<1	227.4	77	31	0.6	5.9
东二段	32	30.0	15.3	26	22	510	<1	87.7	17	30.4	1.3	7.4
东三段	513	35.7	7.3	27	435	5,970	<1	175.5	497	30.8	0.1	5.9

(3) 近岸扇砂体　这种类型的储集层以南堡凹陷的沙三段砂体为典型代表。南堡凹陷的边界断层—西南庄断层下降侧，沙三段沉积厚度达 4000 米。受断层活动和古地形制约，沙三段的沉积类型为近岸水下扇体系。目前已发现柳赞与南 12 井两个扇体（图 6–2)，总面积约 200 平方公里，推测在凹陷的两侧还存在一个水下扇，其分布范围有待进一步探明。在水下扇的远端，还可能出现浊积砂沉积。

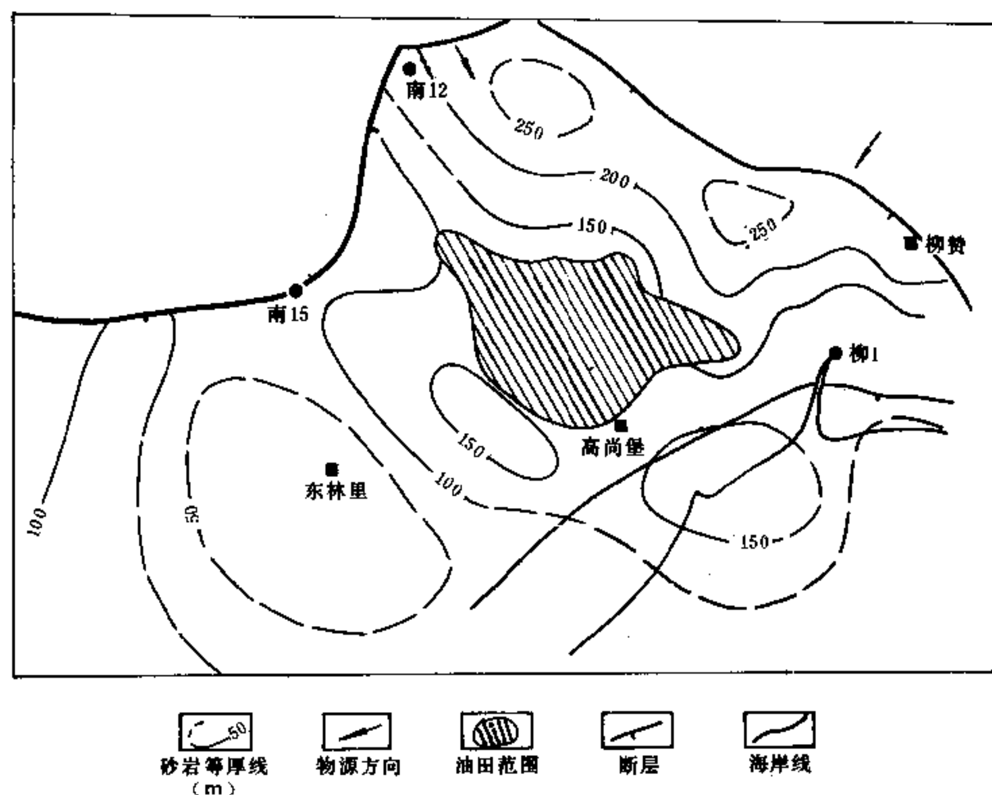


图 6–2　南堡凹陷沙三段中部砂体分布图

在纵向上，沙三段大体可以分为两个旋回层。沙三$_5$—沙三$_4$为下旋回，岩性由粗变细，属不稳定的正韵律，沙三^{5}既是储集层又是生油层，沙三^{4}则为泥岩段，既是生油层又是沙三$_5$的盖层。上旋回由沙三$_3$—沙三$_1$组成，岩性为粗—细—粗的完整韵律，沙三$_3$及沙三$_2$下部砂层为储集层，沙三$_3$上部细段为盖层，沙三$_1$为储集层。上旋回在柳赞构造上分异不好。

沙三段岩性一般由含砾中粗砂岩、中细砂岩组成，单层厚度一般3～6米，储油物性较好，孔隙度16～22%，渗透率46×10^{-3}～787×10^{-3}二次方微米。是南堡凹陷的第一套储油岩系，也是高尚堡—柳赞地区的主要含油目的层（表6—5）。

表6—5　高尚堡油田储集层物性数据表

层位	岩　　性	孔隙度(%)	渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)	胶结物含量(%)	胶结类型	分选系数	粒度中值(mm)
沙三^1	泥质粉细砂岩—含砾中粗砂岩	19.7	178.5	9.2	接触式	1.8	0.25
沙三^2	泥质粉细砂岩—含砾中砂岩	18.9	152	10.5	接触式	1.87	0.27
沙三^3	泥质细砂岩—含砾中粗砂岩	21.6	540	7.4	接触式—孔隙式	1.93	0.31
平　　均		20.1	256.8	9.03		1.87	0.27

(4) 深水密度流砂体　歧口凹陷北侧，沙一段下部发育有深水密度流水道砂体，剖面上为厚层砂组，呈旋回式夹于厚层黑色泥岩段内。砂体沿北大港构造带呈北东向分布（图6—3），现已揭露的主要为板2、板3油组，以板3油组砂岩最为发育，砂层组厚度一般为50米左右，由凹陷轴部向西、南两翼有规律减薄到20～30米。主力油层分布比较稳定，如港深13井板3^4小层属块状油砂体，厚40.4米，向西到港深15井，井距达1公里以上，该油层厚度仍为40.6米。

根据取芯资料，砂岩比较致密，岩性变化大，具搅混状层理结构，泥砂混杂，有的夹泥质条带。储集层以粉细砂岩为主，深灰及灰褐色，分选中等，粒度中值板2组为0.125毫米，板3组为0.159毫米；分选系数板2组为1.88，板3组为1.71。主要成分以石英、长石为主，石英含量30～40%，长石含量40～45%。泥质含量7.33～9.81%，钙质含量4.72～5.08%。胶结物以泥质—白云质为主，其次为钙质胶结，胶结类型以接触式为主。岩石润湿性为亲水性（图6—4）。

根据测井孔隙度资料和岩芯实测孔隙度资料做出的关系曲线相关性较好，测井资料可以同岩芯实测孔隙度一样。因之为研究砂体孔隙度平面变化提供了依据。板2油组孔隙度平面分布图表明，孔隙度等值线大致为北东走向。歧北有三个高值区。一是港中地区，孔隙度最高达23%；另一个是马东地区，孔隙度为20%；第三个是马西地区，孔隙度最高18%左右（图6—5）。

板桥组油藏埋深为3800～4000米，据取芯井分析统计，板2油组孔隙度变化范围是8.3～19.7%，平均值16.07%；渗透率变化范围<1×10^{-3}～53×10^{-3}二次方微米，平均

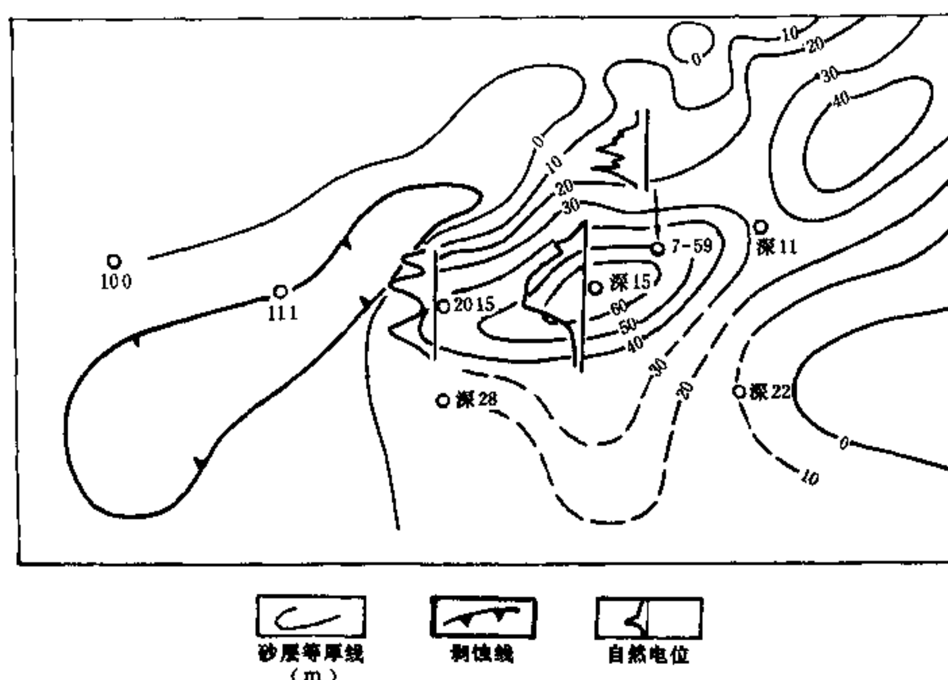


图 6-3　歧口凹陷北侧板 3 砂体分布图

6.6×10^{-3} 二次方微米。板 3 油组孔隙度变化范围是 5.8～19.7%，平均 13.3%；渗透率变化范围＜1×10^{-3}～112×10^{-3} 二次方微米，平均 13.6×10^{-3} 二次方微米（表 6–6），属中等较差类型。因在如此深度之下，地温较高，原油性质很好，对储集层物性的要求不象在浅层那样严格，故仍能高产。

(5) 冲积扇砂体　冲积扇砂体主要分布于孔店南部地区，孔一段沉积时，间歇洪水流携带碎屑物从四面八方向断陷盆地涌来，形成了很多冲积扇体，北、东、南是主要物源方向。相邻的冲积扇体往往限制每个扇体的侧向延伸，致使砂体交错叠加，构成了复合冲积扇。综合钻井和地震资料，可以把孔一段的砂岩粗略地划分为如下几个扇体。

1) 枣园—小集复合冲积扇砂岩体。分布于孔店凸起的南侧，包括自来屯、风化店、沈家铺、王官屯和小集地区，为一呈北东走向的大型扇体，物源来自自来屯之北（图 6–6）。冲积扇体的中下部是由砂砾岩组成的网状河道叠置剖面，如孔 24 井为厚层正韵律砂砾岩夹薄层砂质泥岩及粉砂岩，岩性侧向变化大，扇体的中、上部是砂岩、泥岩互层，该扇体有数个砂岩集中区，如风化店、沈家铺东南、王官屯、小集等，其砂岩总厚度超过百米以上，大部分为岩屑长石砂岩，其次是长石砂岩，再次是混合砂岩。正长石、斜长石风化程度较浅，表面一般较清洁，对原油的吸附作用不很大。埋藏适中，在风化店、枣园地区埋深 1500～2000 米，在小集地区埋深 2500～3000 米。储油物性也较好，如风化店地区孔隙度为 23.1%，渗透率 142.2×10^{-3}～1464×10^{-3} 二次方微米（表 6–7）。现以自来屯、王官屯和小集地区的实际资料说明该砂体的储集层特征。

①自来屯地区。位于河北省沧县李天木乡境内，孔店构造带西翼冲积扇体北部，主要含油层位为孔一段。油层埋深一般在 1400～2500 米，油层位于石膏段以下，其中以孔一段枣 III 油组为主力油层段，枣 IV 油组次之，其它油组只有零星分布。本区有 8 口取芯井，共

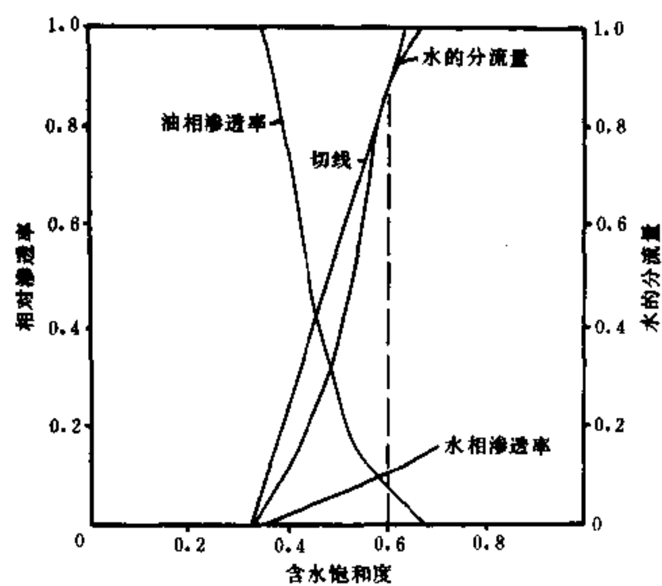


图 6—4　马西深层油气藏沙一段下部油层油水相对渗透率曲线

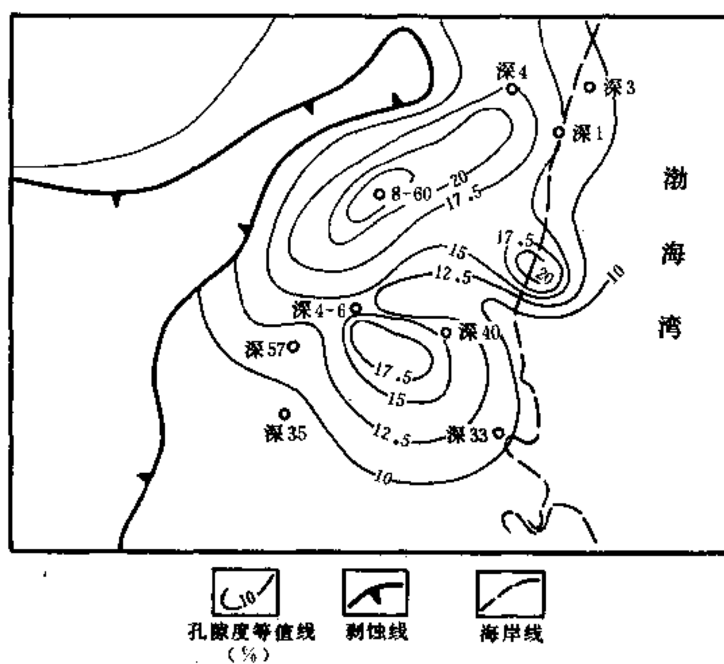


图 6—5　歧口凹陷北侧板 2 砂体孔隙度等值线图

表 6–6　北大港马西沙一段下部深水密度流砂体物性表

层位	孔隙度(%)		渗透率($10^{-3}\mu m^2$)		碳酸盐(%)		泥质(%)		粒度中值(mm)		分选系数	胶结类型	岩石润湿性
	区间	平均	区间	平均	区间	平均	区间	平均	区间	平均			
板 2	8.3～19.7	16.07	<1～53	6.6	1.4～9.9	4.72	6.2～20	9.81	0.073～0.155	0.119	1.88	接触 孔隙—接触	亲水
板 3	5.8～19.7	13.3	< 1 ～112	13.6	1.5～2.7	5.08	8.8～10.8	7.33	0.116～0.169	0.146	1.74	充填—接触	亲水
板 2+3		14.68		10.1		4.9		8.57		0.132	1.81	接触	亲水

计取芯进尺 440.88 米，芯长 357.38 米，收获率 81.1%，取出各类含油岩芯总长 197.7 米。枣 III、IV 油组主要岩性为粗粉砂—细砂岩，个别为中粒砂岩，据岩石薄片鉴定资料，为岩屑长石砂岩及长石砂岩。长石占 65～15%，石英占 35～20%，岩块占 15～7%。重矿物主要有锆石、电气石、角闪石、石榴子石、磁铁矿等。胶结物以泥质为主，平均含量为 11.7%，其次为碳酸盐，含量为 9.5%。根据 486 块样品的分析结果统计：枣 III 油组平均孔隙度 22%，最大孔隙度 33.1%，最大渗透率为 1452×10^{-3} 二次方微米，最小为 0.73×10^{-3} 二次方微米，平均为 172×10^{-3} 二次方微米；枣 IV 油组平均孔隙度为 24.9%，最大孔隙度为 31%，油层最大渗透率 824×10^{-3} 二次方微米，最小为 0.4×10^{-3} 二次方微米，平均为 108×10^{-3} 二次方微米。据 9 块岩样测定资料表明，枣 III 油组具有弱亲水性，吸水排油范围为 3.1～13.4%，平均 8%。

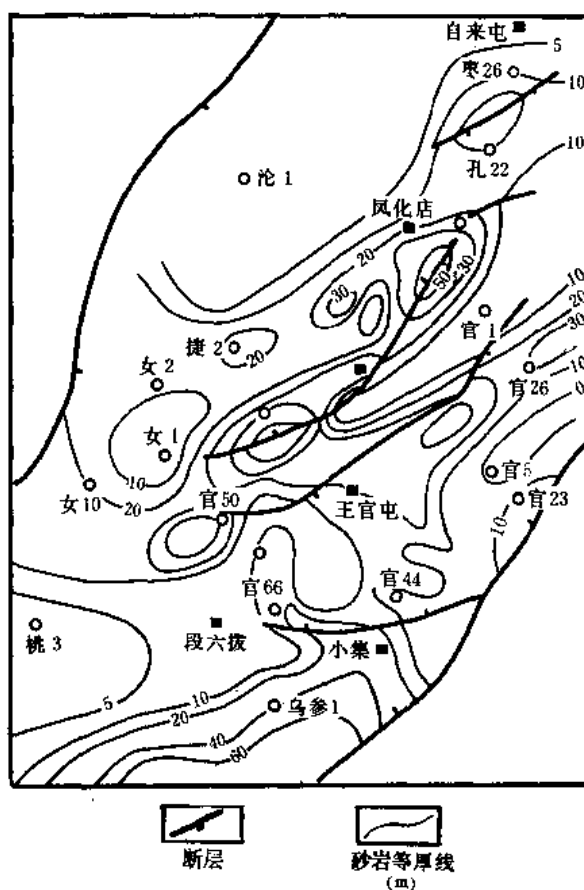


图 6–6　孔店南部枣 II 油组砂岩等厚图

②王官屯地区。以官 80 井断块为例。王官屯油田官 80 井断块位于该扇体的中部孔店构造带倾没端，官 1 井西 4.5 公里处。已完钻井 30 口，其中取芯井 3 口，总取芯进尺 148.6 表

6-7 孔一段分区储油物性数据表

地区	层位	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	泥质(%)	碳酸盐(%)	粒度中值(mm)	分选系数
自来屯	Ek_1^{0-III}	22.2	112.2	11.23	9.5	0.0987	1.74
	Ek_1^{IV-V}	24.9	128.6	10.59	9.5	0.096	1.83
风化店	Ek_1^{0-III}	26.8	1464	7.66	5.6	0.157	2.33
	Ek_1^{IV-V}	23.1	142.3	16.88	10.4	0.1	2.27
沈家铺	Ek_1^{0-III}	22.47	10.78	/	8.48	/	/
	Ek_1^{IV-V}	24.9	94.7	11.25	8.65	0.083	1.72
王官屯	Ek_1^{0-III}	22	350	9	12	0.18	1.9
	Ek_1^{IV-V}	/	/	/	/	/	/
小集	Ek_1^{0-III}	16.5	106	4.1	12.2	0.175	1.61
	Ek_1^{IV-V}	/	/	/	/	/	/

米，芯长 97.58 米，收获率 66.18%，油砂长 32.58 米。官 80 井断块普遍含油，油层为孔一段枣 I、II、III 油组，枣 IV、V 组因资料少，目前局部含油。因此孔一段枣 I、II、III 油组为主要目的层。埋藏深度为 1800～2728 米。枣 I 油组为深灰色、浅灰色、棕红色，浅棕红色泥岩，夹褐色粉细砂岩，厚度 30 米左右。枣 II 油组的顶部 5～10 米粉砂质泥岩与枣 I 油组相隔，中下部为厚层状褐色中粗及含砾砂岩，夹紫红色、深灰色泥岩。枣 III 油组顶部 5～10 米紫红色泥岩与枣 II 油组相隔，中、上部 40～50 米灰褐色砂砾岩与紫红色泥岩互层。据钻井地质资料分析各油组均为北东走向的砂体（图 6–7）。

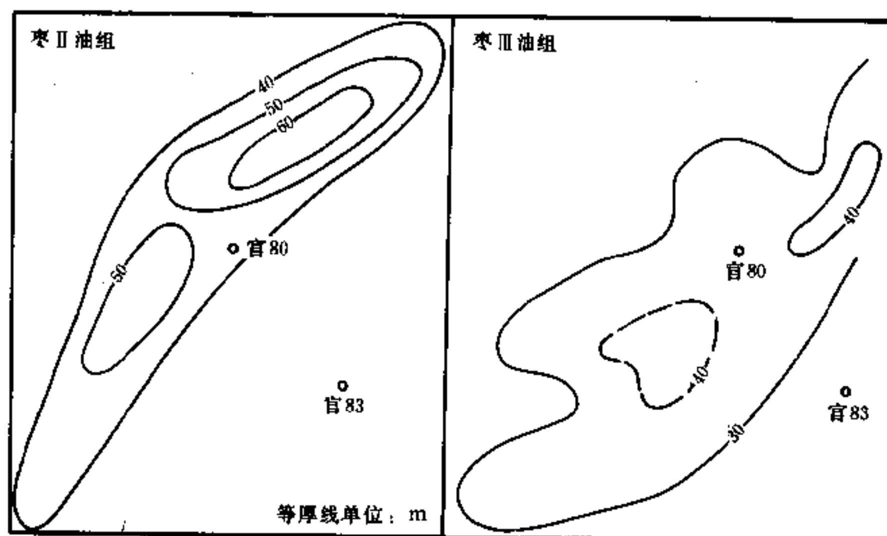


图 6–7 王官屯地区官 80 井断块枣 II、III 油组砂岩等厚图

根据油层部位取芯资料观察，储油砂岩多为中—细砂岩及少量粒级混杂含砾中粗砂岩，分选好—中等。粒度及薄片鉴定分析枣III油组多为粉细砂岩，枣II油组多为细—中砂岩，砂岩平均粒度中值0.134毫米，变化区间0.06～0.394毫米，分选系数1.75，变化区间1.38～3.1。砂岩主要成分以长石、石英为主，其中正长石含量15～28%，斜长石10～30%，石英含量21～32%，岩块占10～31%，成分主要为酸性喷发岩。碎屑部分占67～95%，胶结物占5～33%，胶结物中钙质含量5～25%，平均8.8%，泥质含量1.52～21.52%，平均9.42%，胶结物中含有少量硅质、白云质、黄铁矿。胶结类型主要以孔隙—接触式为主，颗粒磨圆程度为次尖—次圆。根据137块岩样进行了油层岩石物性分析，总的趋势是孔隙度高，渗透性好（表6–8）。

表6–8 王官屯官80井区油层物性数据表

井号	油组	孔隙度（%）			渗透率($10^{-3}\mu m^2$)			碳酸盐含量（%）			泥质含量（%）		
		范围	块数	平均	范围	块数	平均	范围	块数	平均	范围	块数	平均
官6–8–1	枣II	9.1～26.9	60	20.45	5～1,229	48	294	2.9～31.6	60	13.46	1.5～11.36	37	8.11
官6–8–1	枣III	17.7～25.7	12	22.3	4～759	8	279	6.5～19.3	12	11.39	2.24～12.08	9	7.76
官6–9	枣III	17～26.5	65	23	8～1085	29	260	2～36.9	64	9.8	7.2～21.52	32	12.4
平均	枣II+III	9.1～26.9	137	22.87	4～1229	85	277.6	2～36.9	136	11.71	1.52～21.52	78	9.4

③小集地区。位于王官屯油田之南，小集断裂构造带上，枣II、III油组为本区的主要含油目的层。其它油组也有分布，油层埋藏深度为2600～3500米。区内共有5口井取芯，进尺302.52米，芯长270.04米，收获率98.26%，油砂长157.58米。根据取芯资料，对枣II、III油组的688块样品进行分析鉴定，岩石类型以岩屑长石砂岩为主，其次为长石砂岩和混合砂岩。石英含量一般40～50%，长石含量一般为35～55%，以斜长石为主，与正长石比例为2∶1，长石风化浅，具轻微的高岭土化和绢云母化。岩屑含量一般10～20%，以中、酸性岩浆岩为主。

胶结物成分主要为钙质和泥质，少数硅质胶结和菱铁矿胶结。分析结果：枣II油组碳酸盐含量平均14.32%，泥质含量平均8.77%；枣III油组碳酸盐含量平均13.06%，泥质含量平均7.25%。胶结类型多数样品为复合型，以接触式、孔隙式为主，可占70%以上，其余尚有孔隙—薄膜式，接触—充填式。

根据719块岩芯样品分析结果，孔一段的油层物性较差，孔隙度15.47%，渗透率82.72×10^{-3}二次方微米，碳酸盐含量为13.20%，泥质含量7.83%。枣II、III油组，孔隙度一般为10.07～17.1%，最大21.8%，渗透率一般为11×10^{-3}～200.69×10^{-3}二次方微

米。枣II油组平均孔隙度13.94%，平均渗透率为65.66×10^{-3}二次方微米，枣III油组平均孔隙度为16.11%，平均渗透率为93.72×10^{-3}二次方微米，皆属于中低渗透层（表6–9）。

表6–9　小集地区孔一段油层岩芯物性数据表

项目 油组	孔隙度(%)		渗透率($10^{-3}μm^2$)		碳酸盐(%)		泥　质(%)		分选系数(S_o)		中　值(mm)	
	块数	平均	块数	平均	块数	平均	块数	平均	块数	平均	块数	平均
枣II	192	13.94	183	65.66	192	14.32	138	8.77	138	2.00	138	0.163
枣III	496	16.11	488	93.72	496	13.06	371	7.25	371	1.58	371	0.183
枣IV	31	14.69	30	7.75	31	8.57	26	11.12	26	1.71	26	0.13
孔一段	719	15.47	701	82.72	719	13.2	535	7.83	535	1.69	535	0.175

2）灯明寺—乌马营复合冲积扇砂体。分布于灯1井至乌参1井一带。乌参1井的孔一段为紫红色、棕红色砾岩、砂砾岩及砂岩、泥岩组成，砾石最大砾径6～4厘米，一般3～4厘米，砾石成分复杂，可见递变层理，紫红色含砾泥岩层面有裂纹及虫孔。红色中砂岩、细砂岩发育斜层理、交错层理。根据钻井资料推测乌参1井以南地区属冲积沉积。

3）舍女寺—沧州复合冲积扇砂体。沿沧东断裂下降侧成裙边状分布，宽度不大，每个小的扇体与沧县隆起古地形的沟谷对应，具有波积洪积性质，表现为物源近，分选差。本区勘探程度低。

2.下第三系砂岩孔隙类型

通过对歧口凹陷不同层位、不同埋深的17口取芯井近300块铸体薄片的观察、统计，发现下第三系储集层具有以下各种孔隙类型。

（1）原生粒间孔隙　原生粒间孔隙指在成岩演化过程中，由于正常压实及胶结作用，孔隙空间减少，但骨架颗粒之间未受到明显的溶解作用的一种孔隙类型。故原生粒间孔隙实际上可分为两部分，包括由于正常压实而缩小，无任何充填物的粒间孔隙以及受到胶结（主要为增生）而未完全堵塞的粒间孔。原生孔隙的分布主要受压实作用控制，当埋深小于500～1000米时，原生孔隙与表层条件相似，减少甚微；当埋深为1000～2500米时，由于压实作用使原生孔隙迅速锐减；当埋深大于3000米时，次生孔隙大规模发育。原生孔隙主要受埋藏深度的控制（表6–10）。该表列出了歧口凹陷下第三系不同层位及埋深的不同砂体中原生孔隙的相对丰度，反映了孔隙演化的总趋势。

（2）由于溶解作用形成的次生孔隙

1）次生粒间孔隙。次生粒间孔隙主要有两种类型，即由于原有粒间胶结物溶解形成次生粒间孔隙，以及由于骨架颗粒部分溶解而形成的次生扩大粒间溶孔。次生粒间孔隙的含量及发育程度是反映溶解作用强弱程度的主要标志。下第三系中次生孔隙的分布主要受埋深及组分的控制。高成熟砂岩一般不具备次生孔隙发育的物质条件，故次生孔隙相对不发育；低成熟度砂岩中含丰富的长石、岩屑，为次生孔隙的发育提供了必要的物质来源。

2）组分内孔隙。组分内孔隙指不稳定碎屑组分，如长石、酸性喷出岩屑、燧石等局部溶解形成的孔隙。下第三系中长石含量较高，并且沿其解理方向易先溶解。

表 6-10　岐口凹陷下第三系砂岩孔隙演化表

深度（m）	层位	砂体类型	铸体总孔隙（%）	原生孔隙度（%）
2100～2200	Ed_1	三角洲	22～30	90～100
	Ed_1	三角洲	10～18①	90～100
	$Es_1^{上}$	密度流	22～30	90～100
	Es_{2+3}	沙　坝	25～31	90～100
2500～2600	$Es_1^{上}$	水下冲积扇	16～20	90～100
	Ed_3	三角洲	24～29	70～80
	$Es_1^{下}$	密度流	20～28	70～80
2700～2800	Es_{2+3}	沙　坝	13～18	80
2900～3000	Es_{2+3}	水下冲积扇	10～20	50
3200～3400	Es_1	密度流	10～18②	40～50
3600	$Es_1^{上}$	密度流	10～18	30～40
3900～4000	$Es_1^{下}$	密度流	8～15	20
4200	$Es_1^{下}$	密度流	2～8	0～10

①高岭石孔隙充填含量 5～10%，最大 15%；

②根据港深 9 井统计。

3）铸模孔隙。铸模孔隙指不稳定碎屑组分完全溶解，但仍保留其碎屑形态，这是一种常见的次生孔隙类型。铸模孔隙及组分内孔隙在剖面上一般随埋深达到 4000～4200 米时，二者成为主要的孔隙类型。

4）超大孔隙。超大孔隙并不是一种独立的孔隙类型，它由几个铸模孔隙及粒间孔隙组合而成，其体积明显大于周围的碎屑。超大孔隙的发育一般反映溶解作用的强度，在埋深较浅（<3000 米）的储集层中，含量较少，而在深部储集层中，则含量较高。

5）微细裂缝。下第三系砂岩储集层中，有时可见形态复杂、延伸很短（薄片规模）的非构造裂缝，这种裂缝很细（<20 微米），为成岩裂缝，因此不具备储集意义。

3.孔隙结构特征

储集层的孔隙结构，是指岩石内部孔洞的大小、形状及其连通喉道所组成的孔喉网络。影响该网络的因素，除沉积条件外，还有成岩作用和成岩后生作用以及地下水的运动。因此，不同岩性、不同埋深和不同沉积相带，有不同的孔隙结构类型和特征。

大港油田已经勘探开发 20 余年，并积累了大量有关储集层孔隙结构方面的资料，但是对砂岩储集层微观孔隙结构的研究，1981 年以后才逐步开展起来。由于油层纵向及横向的非均质性，尤其象大港这样的断块油田，其非均质性更为严重。为了较全面地、有代表性地反映这一情况，仅能按压汞资料较多的大层段——明化镇组、馆陶组、沙一段下部油层汇总毛管压力曲线。根据曲线形态，按好、中、差分选出有代表性的曲线，并绘出曲线密集区，

选定相当曲线密集区的集中曲线及反映密集区上、下限的典型曲线，来概括地反映各层的类别。这样，按选出的明化镇组、馆陶组、沙一段下部，分别划出了毛管压力曲线，以及与每条毛管压力曲线对应的孔隙度分布图，计算了有关孔隙结构特征，作为分类的依据。参考兄弟油田的分类标准，根据大港油田的压汞资料，提出储集层分类标准，为以毛管压力曲线的分布形态做为粗略分类的出发点，以均质程度、孔隙喉道分布等孔隙结构特征参数做为分类的具体界限。共分五大类：第 I、II 类属于较好储集层,第 III、IV 类属于中等储集层,第 V 类为差储集层。1985 年以后,对高尚堡油田的沙三段和枣园油田孔二段油藏的储集层孔隙结构进行了较系统的研究,并取得了有关储集层孔隙结构分类及孔隙结构特征方面的认识。

(1) 高尚堡油田沙三段孔隙结构特征

1) 沙三段孔隙结构分类。孔隙结构的分类，主要根据能反映储集层储集性能和渗透能力的综合参数，又以渗透率及与渗透率有密切关系的参数为主要依据，同时结合岩性等有关因素，进行综合分类。将沙三段主要储集层划分为五大类型。

①高渗粗孔均匀喉道型（I 类）。渗透率较高，孔喉较粗，喉道分选也较均匀的一类。其渗透率，沙三$_3$一般在 400×10^{-3} 二次方微米以上，沙三$_1$ 在 $100\times10_{-3}$ 二次方微米以上，是各类型中渗透率值最高者。最大连通孔喉半径沙三$_3$大都在 25 微米以上，沙三$_1$ 在 12 微米以上。沙三$_3$ 的岩性以含砾粗中砂岩为主，含砾中细砂岩次之，沙三$_1$ 以中砂岩和粗砂质中砂岩为主，见部分中砂质细砂岩。其共同特点是渗透性好，喉道粗且分选均匀，水银饱和度较大，退出效率也高，而且束缚水饱和度较小。毛管压力曲线大都靠近水银饱和度轴，并有一明显的平缓线段（图 6-8）。由于这种砂体的渗透性能好，孔喉粗且均匀，主要流动孔隙体积大，分布区间又窄。因此其生产动态都表现出初产量较高的特点，但由于河道砂体的相带都较窄且不连续，因此产量递减都较快，单位压降的纯采出量也较低。

②高渗粗孔不均匀喉道型（II 类）。其渗透率和最大连通喉道半径仅略次于 I 类。沙三$_3$ 以含砾粗中砂岩为主，沙三$_1$ 则以含泥中砂质细砂岩为主。其共同特点是，渗透率较高，孔隙较粗，水银饱和度和退出效率也较大，而束缚水饱和度较小，特别是沙三$_1$，退出效率和束缚水含量都明显好于 I 类，但喉道大小不均匀，主要流动孔喉分布区间较宽，毛管压力曲线是一斜线（图 6-9），无明显的水平线段，表明喉道大小混杂。这一类型与 I 类的最大区别是喉道分选差和主要流动孔喉分布区间宽。特别是沙三$_3$ 还存在特大孔喉，因此流体渗流时，一般都为部分大孔喉所代替，而大部分小喉道渗流较小，所以动态上表现出初产量特高，而递减特快的特点。

③低渗细孔均匀喉道型（III 类）。渗透率一般都在 20×10^{-3} 二次方微米左右，最大连通喉道半径都在 6 微米上下。沙三$_3$ 储集层岩性以含砾中细砂岩为主，沙三$_1$ 则以含泥细砂岩为主。其共同特点是，渗透率和孔喉半径都明显小于以上两类，但喉道分选最均匀，主要流动孔喉分布区间也最窄。毛管压力曲线虽离水银饱和度轴较远，但都有一段明显的平直线段（图 6-10）。另一共同特点是，排驱压力和中值压力都远高于以上两类。说明虽然喉道分选较好，但毕竟孔细，流体必须在较大的压差下才能生产。因此，无论深层和浅层，这类储集层都表现为初产量虽相对较低，但却很稳定，单位压降的采出量也较高。

④低渗细孔不均匀喉道型（IV 类）。沙三$_3$ 以含泥含砾细砂岩为主，见少量含泥混合砂岩。沙三$_1$ 以含泥细砂质粉砂岩为主，见部分含泥细砂岩。其共同特点是渗透率既低，喉道又细，而且分选很差，主要流动喉道分布区间也明显宽于以上各种类型，特别是可流动孔隙体积明显变小。典型的毛管压力曲线明显靠孔喉半径的上部，而且呈一对角线(图 6-11)，

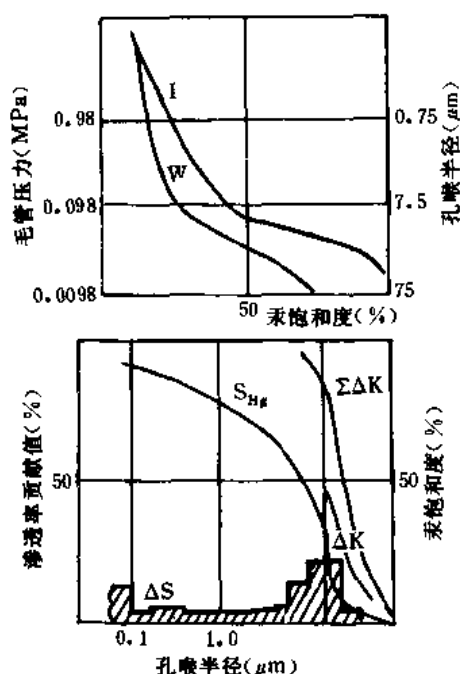


图 6-8　高尚堡油田沙三1 高渗粗孔均匀喉道型

S_{Hg}—水银饱和度（%）；ΔS—区间汞增量（%）；ΔK—区间渗透率贡献值(%)；$\Sigma\Delta K$—累积渗透率贡献值；I—注入曲线；W—退出曲线

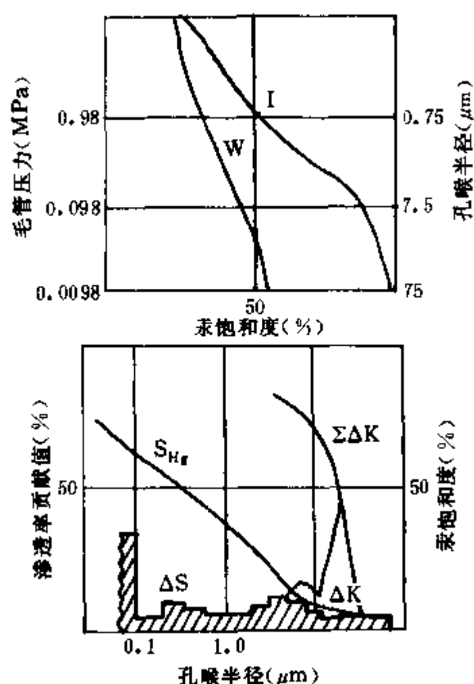


图 6-9　高尚堡油田沙三3 高渗粗孔不均匀喉道型

同图 6-8 图注

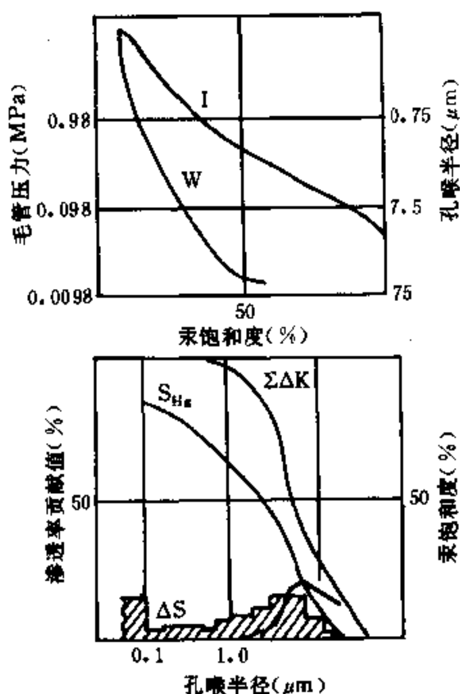


图 6-10　高尚堡油田沙三3 低渗细孔均匀喉道型

同图 6-8 图注

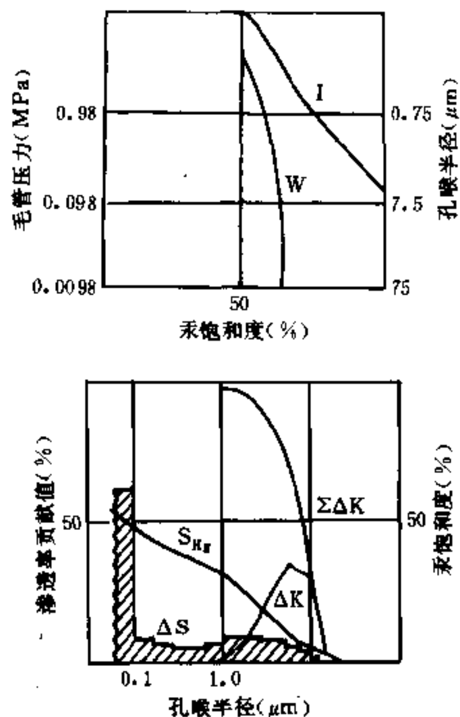


图 6-11　高尚堡油田沙三3 低渗细孔不均匀喉道型

同图 6-8 图注

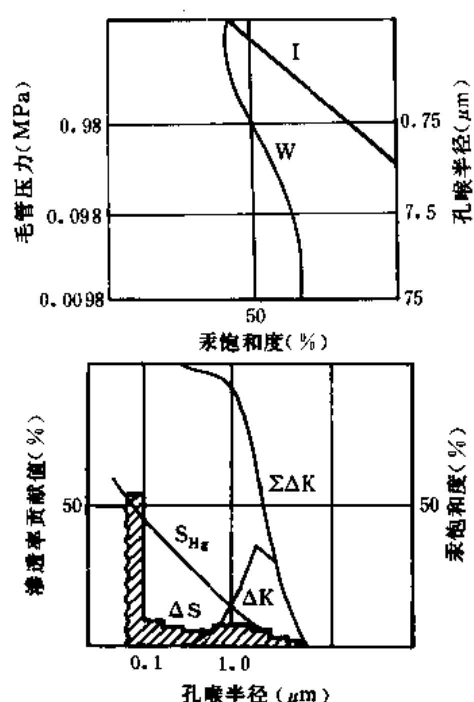


图 6–12 高尚堡油田沙三$_3$特低渗微细孔不均匀喉道型

同图 6–8 图注

表明喉道分选很差。其另一共同特点是，泥质含量很高，岩石的成岩后生作用较明显，粒间粘土矿物充填现象也较普遍。由于岩性细而含泥多，喉道细且分选差，特别是可流动孔隙体积小，因此在生产中表现出初产量较小，产能较低，且递减较快的特点。

⑤特低渗微细孔不均匀喉道型（V 类）。渗透率大都在 2×10^{-3} 二次方微米，最大连通孔喉半径仅在 1～2 微米之间。深层以含泥细砂质粉砂岩和含泥粉砂岩为主，浅层则以含泥粉砂岩和泥质粉砂岩为主。其共同特点是，岩性最细，含泥最多，孔隙体积最小，孔喉连通性能和喉道分选最差，渗透率最低，可流动孔隙体积最小，而束缚水含量最大。毛管压力曲线大多位于孔隙半径轴的最小部，并呈一简短斜线（图 6–12），最高压力水银饱和度一般不到 50%，而其中孔喉半径小于 0.1 微米的孔隙体积占 15%以上。此外，排驱压力和饱和度中值压力都很高。由于喉道极细，渗透率极低，并且大部分连通孔隙都为束缚水所占领，测井资料大都表现为非渗透层，实测结果也多为干层或低产油水同层。

2）孔隙结构特征。由于岩性、物性和沉积环境以及成岩后生作用的不同，孔隙结构特征也有明显的差异，主要表现在：

①多种孔隙类型，复杂的孔隙结构。沙三段储集层是在极不稳定的环境下沉积的近物源近岸扇体。由于沉积条件的不稳定性和成岩后生作用的影响，造成砂体类型十分复杂。沙三$_3$和沙三$_1$储集层都有类似的孔隙类型：主要有粒间孔（图 6–13a）；溶蚀孔（图 6–13b），该照片为长石晶体经溶蚀，淋滤而成的次生孔隙；胶结物和粘土充填物被淋滤溶蚀后所产生的蜂窝状孔（图 6–13c），该照片所反映的是水云母被淋滤溶蚀后所形成的蜂窝状溶孔；及晶间孔（图 6–13d）等四种类型。其中次生孔隙是构成高尚堡油田沙三段储集层孔隙的主体。晶间孔隙是存在于石英次生加大晶体和其它晶簇晶体之间的微孔隙，多存在于粉砂岩和含泥粉砂岩中，因喉道细小，不具有明显的渗透性。溶蚀孔多存在于岩石颗粒表面及内部，多为地下水淋滤而成，就其对整个孔隙体系而言，溶蚀孔仅次于粒间孔而居第二位。

②不同沉积韵律有不同的孔隙结构组合。一定的孔隙结构组合反映一定的沉积环境，孔隙结构组合的变化反映沉积条件的变迁。南堡凹陷沙三段储集层为一套粒级粗、分选差和非均质的近物源沉积。砂体具有明显的多旋回和多韵律性，而不同沉积相带有所不同。正韵律正旋回沉积，沙三$_3$主要发育在扇中上部水道砂体内，沙三$_1$则发育在扇中砂体内，这些砂体物性自上而下变好，孔隙结构也有同样的趋势。具体表现在自上而下孔隙和主要流动孔喉体积逐渐变大，最小非饱和体积逐渐减小，退出效率相应增加，喉道分选也由差变好。反旋回沉积，沙三$_3$主要发育在主扇体砂体中，沙三$_1$则主要发育在扇端分支朵叶体内。这类



a



b



c



d

图 6-13　高尚堡油田沙三^{1}孔隙结构

a—粒间孔，×200 电镜扫描，高 78 井，2953.29～2953.49 米，Es_3^1，褐灰色油浸中砂岩；b—溶蚀孔，×1000 电镜扫描，高 77 井，2902.59～2902.63 米，Es_3^1，浅灰色细砂岩；c—蜂窝状溶孔，×1000 电镜扫描，高 81 井，2891.53～2891.67 米，浅灰色砂岩；d—晶间孔，×1000 电镜扫描，高 77 井，2942.18～2942.26 米，浅灰色油斑砂岩

砂体与正韵律正旋回相反，自上而下，物性由好变差，孔隙结构也相应由好变差。正韵律反旋回沉积，深浅层都分别发育在水道两侧的决口扇砂体内，这类砂体的物性和孔隙结构，总的趋势与主扇体和支扇砂体相似。无明显韵律的薄层状均匀层，孔隙结构表现为喉道极细，渗透率极低，但上下均匀，顶部无明显变化。这类砂体岩性大多为粉砂岩和粉砂质细砂岩。深层大都发育在水道两侧的漫滩及扇端薄层席状砂体内。浅层则主要发育在扇中漫堤微相带和扇端深层席状体内。

③不同的沉积相具有不同的孔隙结构特征。本区沙三段均为近物源、坡度陡和沉积速度快的近岸扇沉积。沙三$_3$沉积处于扇中上部，可细分为分流河道和决口扇以及河道漫堤三个主要相带。沙三$_1$处于水下冲积扇扇中和扇端两大亚相带内，其中扇中部分又细分为水道、决口扇和水道间漫堤三个微相带，扇端部分分布朵叶和席状体两个微相带。不同的微相带，其砂体孔隙结构特征各有差异。

(a) 网状水道微相。该相带的岩性主要为砂砾岩和含砾中粗砂岩及少量含砾细砂岩，其沉积特征是水流能量大，携带物质多而粗，排列较杂乱，但孔隙很发育，喉道较粗，连通性较好，主要流动孔隙体积也较大。孔隙结构类型以高渗粗孔均匀喉道型为主。

(b) 决口扇微相带。季节性洪水期河道和水道决口后，在河道和水道两侧形成小型扇形沉积，具有粒级粗而混杂，分选差且多含泥的特点。岩性以含砾含泥砂岩为主。孔隙结构则表现出孔喉较粗，分选不均，深层部分砂体还存在特大喉道的特点。孔隙结构类型以高渗粗孔不均匀喉道型为主。

(c) 支扇朵叶微相带。河道和水道末端水流能量迅速减弱，形成沉积物大量卸载的快速沉积，以含砾中细砂岩为主。岩性虽略细，但颗粒分选较好。孔隙结构表现为喉道较细，渗透率略低于河道和水道沉积，但喉道分选最好，主要流动孔喉区间最窄，所占体积也仅次于河道和水道微相而居于第二位。这一相带的孔隙结构类型以低渗细孔均匀喉道型为主。

(d) 水道漫堤微相。该相带是席状漫流所形成的沉积。当河流和水道能量基本消失后，微细颗粒逐渐下沉，最后形成席状砂体。一部分分布在河口坝和朵叶微相带的边缘，即薄层席状砂，另一部分分布在水道两侧，由洪水漫出堤岸而沉积的更细的产物，即漫滩砂。砂体含泥粉砂岩与少量含泥粉砂质细砂岩组成。薄层席状砂由于长途搬运，沉积缓慢，颗粒分选略好，但岩性极细，且含泥多。漫滩砂不仅粒细泥多，而且颗粒混杂，分选极差。因此孔隙结构都表现出孔隙既不发育，喉道又极细，而且多不连通，主要流动孔喉均值相应毛管压力一般都在 3.5 兆帕以上，可流动孔隙体积平均不及 20%，流体产出量极少。这一相带的孔隙结构类型大都属于特低渗微细孔不均匀喉道型。

以上各微相带孔隙结构特征的不同，说明随着平面上相带的变化，砂体结构也有明显的差异，并表现出一定的规律性，即自水道微相向朵叶微相过渡，直至发展为席状体微相带。孔隙体积及孔喉半径以及主要流动孔隙体积均由大逐渐变小，物性也由好变差。

(2) 枣园油田孔二段储集层孔隙结构特征

1) 孔二段孔隙结构分类

①特高渗特粗喉道类（I）。这类储集层以中砂粒级岩性为主，包括中砂岩、细砂质中砂岩、细砂—中砂岩等，岩性粗、孔喉大、渗透率高。其岩性的镜下特征为岩石颗粒粗大、胶结疏松、孔隙空间大（可达 100 微米以上）、面孔率高（达 25%以上）、连通性好、粘土矿物不仅含量少而且分布有局限性，对储集层影响小。具有很高的渗流能力和储集能力，多为高产层。按样品数统计，在本区占 2.6%，属于次要类型的储集层。

②高渗粗喉道类（II），以细砂级岩性为主，包括细砂岩、中砂质细砂岩、粉砂质细砂岩等，岩性较粗，孔喉较大，渗透率较高是这类储集层的基本特征。该类储集层岩石颗粒较粗，胶结比较疏松，因而储集空间较大（30～40 微米），面孔率较高（20%$^{\pm}$），连通性较好。此外粘土矿物含量较少，并主要分布在颗粒接触处，很少见充填孔隙的现象，对储集层的影响较小。由于具有上述特点，这类储集层具有较强的渗流能力和储集能力，为较高产的储集层。据统计该类储集层占 22.6%，是孔二段重要的储集层类型。

③中渗中喉道类（III）。以细—粉砂或粉—细砂级岩性为主，其中还包括部分细砂岩和粉砂岩。这类储集层的基本特征是岩性较细，孔喉较小，渗透率较低。镜下观察其特点为颗粒较细，胶结比较致密，颗粒之间以线接触为主，孔隙空间较小（20～30 微米），面孔率较低（15%$^{\pm}$），连通性较差，粘土矿物含量较高，并可见充填孔隙的现象，这些对储集层影响较大，因而具有中等或较低的渗流能力和储集性能，动态上表现为中产。按样品数统计占 31%，是本区孔二段的主要储集层类型。

④低渗细喉道类（IV）。以粉砂粒级岩石为主，其中包括粉砂岩、部分细砂质粉砂岩和泥质粉砂岩等。其基本特点是岩性细、孔喉小、渗透率低。镜下观察其特征为岩石颗粒细小，胶结致密，储集空间小（15～20 微米），面孔率很低（10%$^{\pm}$），连通性很差。储集层中粘土矿物和钙质含量都很高，常见有孔隙被堵塞的现象，对储集层的影响很为不利。储集层渗流和储集能力很低，多为低产层。按样品统计占 32%，与上述 III 类并列为该区孔二段主要储集层类型之一。

⑤特低渗微细喉道类（V）。主要为泥质粉砂岩和钙质砂岩，其基本特点是岩性极细、孔喉极小、渗透率极低（小于 1×10^{-3} 二次方微米），面孔率极低（5%以下），连通性极差。粘土矿物和碳酸盐含量非常高，大部分孔隙都被堵塞充填，为不含油或含油性很差、渗透性能和储集能力极低的干层，一般情况下不具备工业生产能力。部分这类储集层只有经改造之后才有可能具备工业生产能力或可以起到连通其它好储集层的作用。按照样品数统计占 12%，在本区孔二段储集层中有一定的数量。

对上述五大类储集层，根据喉道分选好坏，将该区每一类又分成均匀型和不均匀型两个 IIV 类（表 6–11）。

表 6–11　枣园油田孔二段储集层孔隙结构分类表

分类	名　称	K ($10^{-3}\mu m^2$)	R (μm)	R_D (μm)	R_{50} (μm)	$R_{主}$ (μm)	亚类名称	R_{50}/R_D
I	特高渗特粗喉道类	＞1000	＞8.5	＞19.0	＞2.0	＞17.0	特高渗特粗喉道分选均匀型	＞0.1
							特高渗特粗喉道分选不均匀型	＜0.1
II	高渗粗喉道类	1000～100	8.5～3.25	19.0～7.0	2～0.8	17.0～7.0	高渗粗喉道分选均匀型	＞0.1
							高渗粗喉道分选不均匀型	＜0.1
III	中渗中喉道类	100～10	3.25～1.25	7.0～2.5	0.8～0.3	7.0～2.8	中渗中喉道分选均匀型	＞0.1
							中渗中喉道分选不均匀型	＜0.1
IV	低渗细喉道类	10～0.1	1.25～0.5	2.5～1.0	0.3～0.1	2.8～1.15	低渗细喉道分选均匀型	＞0.1
							低渗细喉道分选不均匀型	＜0.1
V	特低渗微细喉道类	＜0.1	＜0.5	＜1.0	＜0.1	＜1.15	特低渗微细喉道分选均匀型	＞0.1
							特低渗微细喉道分选不均匀型	＜0.1

注：K　渗透率，R　孔喉半径，R_D　进汞时喉道半径，R_{50}　孔喉半径中值，$R_{主}$　主要流动喉道半径。

2）孔二段储集层孔隙类型和孔隙结构的影响因素

①以次生粒间溶孔为主，具有多种孔隙类型。该区孔二段储集层孔隙类型主要有粒间溶孔、粒间残留孔、粒内溶孔、晶间孔、蜂窝状微孔、裂缝等六种。其中以粒间溶孔为主，粒间残留孔和粒内溶孔次之；晶间孔和蜂窝状微孔因孔隙空间微小，属于更次要类型；裂缝则仅属偶见。

②不同类型砂体具有不同的孔隙结构类型和组合。研究结果表明，沉积条件是孔二段孔隙结构类型和特征的控制因素。渗透率与粒度中值呈明显的正相关关系，与泥质含量呈反相关关系。孔隙结构类型与储集层岩性之间也具有明显的相关性。由Ⅰ类的中砂级岩性到Ⅴ类的泥质粉砂级岩性，相应的粒度中值减小，泥质含量增加。而岩性、粒度中值和泥质含量都是沉积条件的反映，由于不同沉积类型的砂体是不同水动力条件下形成的产物，因此不同类型的砂体具有不同的孔隙结构类型和特征。同时受水动力条件变化的控制，不同类型砂体具有不同的韵律和旋回特点，因而不同类型砂体在剖面上又具有不同的孔隙结构组合。

③成岩后生作用对储集层孔隙结构有一定影响。孔二段储集层经历了压实、胶结、溶蚀作用，成岩后生作用现象十分普遍，概括起来有如下几种：i.钙质胶结及充填。钙质胶结主要发生在成岩作用早期，本区细砂级以下的储集层中的钙质主要为这种形式，这种钙质分布比较普遍，但含量不高，一般小于10%，对储集层孔、渗条件的影响不大。钙质充填发生在成岩作用后期，起堵塞孔隙的作用，含量一般比较高，可达30%以上，对储集层孔渗影响极为不利，在孔二段储集层中主要在细砂级以上的岩石中，在砂体顶部或底部局部较粗的岩石中分布；ii.矿物次生加大。在孔二段储集层中石英次生加大非常普遍，而且一般都是向着孔隙方向生长，使原来比较大的孔隙变小，或完全被堵塞充填；iii.溶蚀现象。这是本区最常见的一种成岩后生现象，几乎所有的粒间孔隙都经历了溶蚀作用，各种新的溶蚀孔隙也比比皆是，对孔二段储集层产生的影响十分有利；iv.矿物交代及蚀变。孔二段储集层中矿物的交代作用并不十分普遍，对储集层影响不大。

④储集层中粘土矿物以伊利石、绿泥石为主，对储集层孔隙结构潜在影响较小。该区孔二段储集层中的粘土矿物以伊利石和绿泥石为主，高岭石和伊—蒙混层矿物次之（表6–12），蒙脱石极少而且分布十分局限。理论和实践都证明，所有的粘土矿物在注水开发过程中对储集层都有一定程度的不利影响，但因种类不同而影响程度各异，一般蒙脱石影响最为严重。从孔二段储集层中粘土矿物的类型以伊利石和绿泥石为主来看，在进入注水开发过程中对储集层的影响不会很大，即潜在影响较小。

表6–12　枣园油田孔二段X–衍射粘土矿物百分含量表

油组	岩性	蒙脱石	伊利石	伊—蒙	高岭石	绿泥石	样品数
Ek_2II	砂岩	4.2	29.5	13.7	9.6	44.3	10
	泥岩	28.0	56.0	0	0	16.0	2
Ek_2IV	砂岩	0	46.9	33.6	4.5	14.9	5
	泥岩	27.0	65.5	0	0	7.5	2

二、成岩后生作用对储集层的影响

成岩后生作用应包括成岩作用和后生作用。成岩作用使沉积物变成岩石，它发生于沉积

物与沉积环境失去直接联系的环境中，在成岩作用时由于上覆地层的垂直压力而引起的压实作用或机械压实作用，使之失去水分，比重增大，孔隙减少而固结成沉积岩。后生作用包括成岩作用以后形成的沉积岩在未发生风化或变质之前的阶段内所发生的一切变化。即在后生作用过程中，随着埋藏深度的不断增加，压力、温度继续升高以及环流于沉积岩孔隙中的地下水的作用而形成碳酸盐的沉淀和石英、长石次生加大，并生成新的后生矿物充填于原有的孔隙空间，从而进一步减小了孔隙度。

1.机械压实作用对储集层的影响

机械压实作用对基质含量高、分选差的岩石影响很大。压实作用对分选好、基质含量少的砂岩的影响也是较大的，对这类岩体可以假想砂粒是球状体，当刚沉积下来时无压实作用，球形砂粒是立方体排列，理论计算其粒间孔隙为 47.64%。在压力作用下砂粒重新排列，逐渐形成菱面体堆集，这时的孔隙度下降至 25.95%。但是在储集岩中，从来也没有颗粒大小完全一样的情况，同时碎屑储集岩也决不只由颗粒组成，总是含有一定量的胶结物，所以在实际情况下其孔隙度大约由未压实前的 40%降到压实后的 20%。

黄骅坳陷第三系砂岩的分选程度一般为中等—较好。从北大港构造带砂岩比重随深度变化的资料分析，在埋深 2500 米处有一明显界线，即在 2500 米以浅砂岩的相对密度小于 2.1，以深大于 2.1，随深度的增加而增大，而且在 2500 米处的砂岩孔隙度为 20%左右。说明从 0～2500 米是机械压实的主要阶段，其孔隙度由 40%左右降到 20%，其孔隙度衰减每百米为 0.8%，南堡凹陷的北堡构造带深度界线为 2800 米，孔隙度为 20%，其孔隙衰减梯度为每百米 0.71%。机械压实作用的深度范围，在不同地区不尽相同，这是由于压实作用除了与埋深有关外，还与地层时代的新老，砂岩的厚度和砂岩的矿物成分有关。但黄骅坳陷的机械压实深度界线范围为 2500～3000 米，在此界线以浅的薄片观察和电镜扫描照片都可以看出是以压实为主，而在此界线以深才开始出现次生加大及碳酸盐沉淀明显增高。机械压实作用在黄骅坳陷是一个对储集层物性影响很大的因素，通过机械压实作用一般使储集层孔隙度减少 50%。

2.碳酸盐的沉淀作用对储集层的影响

随着埋藏深度的加大，压力和温度也越来越高，地层孔隙中地下水溶液所溶解的碳酸盐物质就有更多的机会沉淀于砂岩孔隙之中，因而减少了砂岩中的孔隙体积，使孔隙度减小。在北大港构造带这一作用十分明显。从新港 57 井的碳酸盐含量数据可以看出，在 2500 米深度以上碳酸盐含量较少，一般在 5%以下，个别达 7.5%，而在 2500 米以下则明显增大，最高可达 17.5%。从薄片鉴定和电镜扫描照片中也可以看出，在 2500 米以下出现结晶完好的次生方解石晶体生长于砂岩孔隙中，而在 2500 米以上则很少见到或者看不到这种现象。

根据对物性资料的统计，发现碳酸盐含量对储集性有较大的影响。相同粒度条件下，随着碳酸盐含量的增高，储集性明显变差（图 6−14）。图 6−15 同样说明了碳酸盐含量对储集性的影响，由该图可知，高碳酸盐含量颗粒较粗的砂岩的渗透性与低碳酸盐含量颗粒较细的砂岩相似。

碳酸盐的沉淀作用与机械压实作用，反映成岩后生作用的不同阶段，前者反映成岩以后的后生作用，以化学作用为主；后者反映上覆层垂直压力为主的成岩作用。虽然二者在 2500 米附近有一明显的界线，但在其对孔隙度的影响作用上是互相重叠和逐渐过渡的，因此在孔隙度随深度的变化曲线中实际上并找不到此界线。

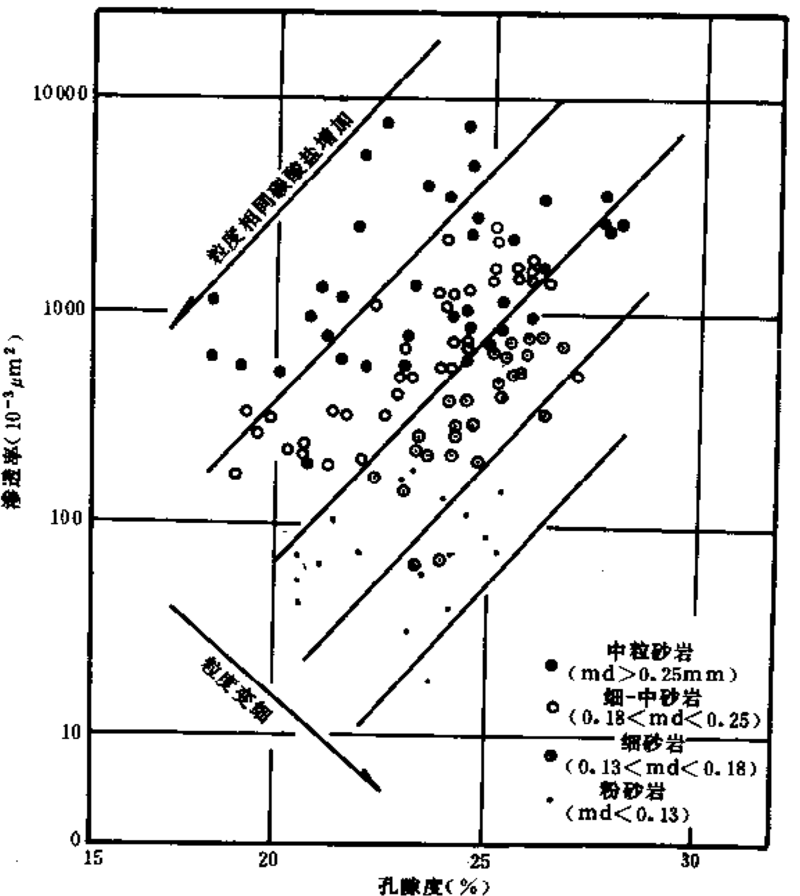


图 6-14　歧口凹陷下第三系粒度及碳酸盐含量对储集性的影响

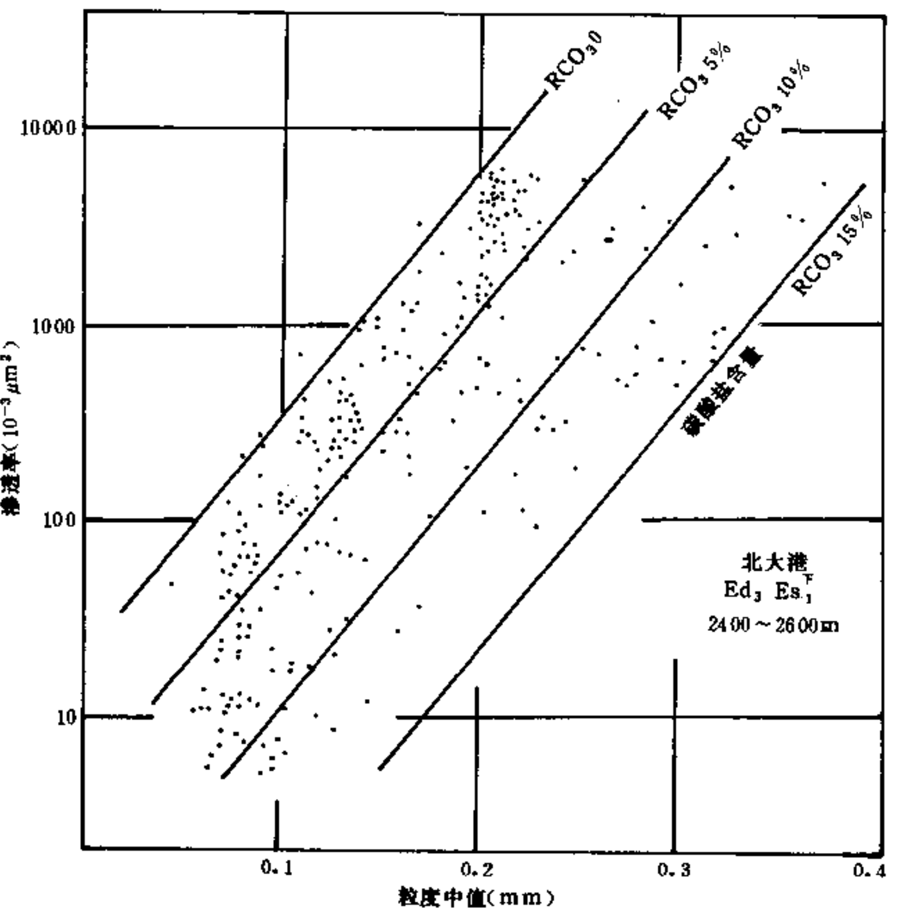


图 6-15　北大港油田东三段、沙一段下部碳酸盐含量对储集性的影响

3.高岭石对储集性的影响

高岭石的出现通常与区域不整合面有关。因为在地表条件下，长石风化可以形成高岭石。长石风化过程中，一些可溶组分（包括高岭石）随地表循环水进入孔隙，在一定温度（约 80℃）条件下，孔隙水中的高岭石浓度达到饱和而沉淀形成孔隙充填的高岭石。上述机理较好地解释了岐口凹陷下第三系砂岩中高岭石的含量。东一段砂岩中高岭石含量最高可达 15%，而随着深度增加至 3000 米，高岭石含量降低直至消失。这是因为岐口凹陷东一段皆遭受过剥蚀，一般残余厚度不大，因此上下第三系之间的区域不整合，使其以下的砂体中高岭石含量普遍较高。

通过对埋深 2100～2300 米之间砂岩储集层的物性统计，发现高岭石的含量对储集性起控制作用，在该深度条件下，砂层基本无硅质次生现象，而碳酸盐含量小于 5%，因此可以排除石英次生加大及碳酸盐对储集性的影响。由图 6−16 可知，当高岭石含量小于 2%时，对储集性基本无影响，此时储集性主要受粒度控制。当高岭石含量为 2～5%时，对储集性有一定影响。而在以高岭石胶结的砂岩中，其含量达 10～15%时，储集性极差，并且与粒度大小无关。

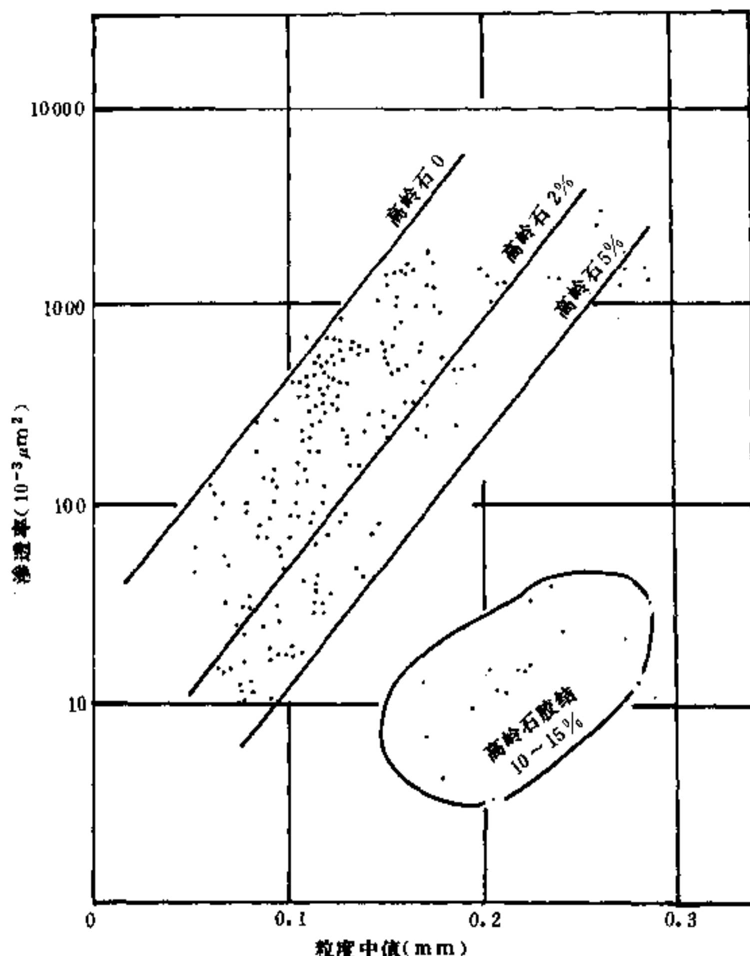


图 6−16 北大港油田下第三系高岭石含量对储集性的影响

4.次生加大对储集层的影响

次生加大也是一种后生作用。随着埋深不断增加，压力、温度不断升高，颗粒之间的接触点上，即压力传递点上，有明显的溶解作用，使颗粒更加紧密，造成颗粒之间的缝合线接触和镶嵌接触。在石英颗粒之间的压溶点上释放出来的二氧化硅转移到低压点，在颗粒周围形成石英加大边，即石英次生加大。石英次生加大是北大港构造带深层影响储集层物性的重要因素之一，以新港 57 井资料为例（图 6–17），石英次生加大现象在纵向分布上有一个明显的高值带，即在 2500 米以上石英次生加大现象少见，石英次生加大的颗粒百分数都小于 2～5%，而在井深 2500 米以下开始增多，到 3200～3700 米石英次生加大的颗粒百分数最高达 32%。在 3700 米以下又开始减少。若将孔隙度随深度变化关系曲线与石英次生加大随深度变化曲线对照来看，不难看出石英次生加大的高值带恰好是孔隙度的低值带。而在石英次生加大的高值带以下，随着石英次生加大的减少，孔隙度随深度又有回升现象。这说明石英次生加大与深层孔隙性好坏有着重要的关系。

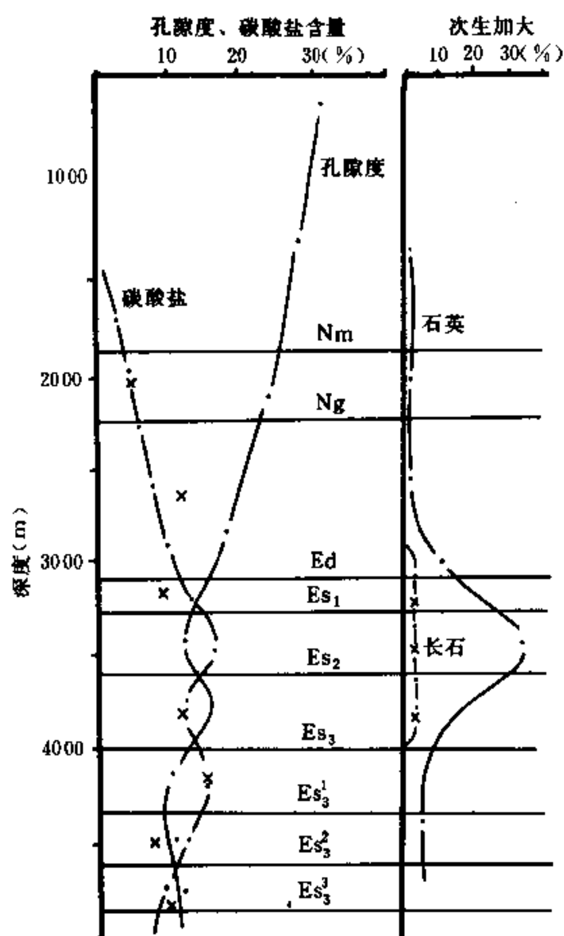


图 6–17 新港 57 井次生加大、孔隙度、碳酸盐含量随深度变化图

长石次生加大与石英次生加大一样也是一种后生作用。但其规模和对孔隙度的影响范围比石英次生加大要小得多。长石次生加大的特点是出现的深度比石英次生加大出现的深度要深，长石次生加大颗粒百分数比石英要小得多。造成这种差异的原因可能是由于石英、长石本身的物质成分所决定。石英的成分简单为二氧化硅，压溶之后仍为二氧化硅沉淀下来。而长石的成分比较复杂，为钾、钠、钙、铝的硅酸盐，压溶后很难再以长石的形式沉淀下来。在同样的条件下长石比石英更难形成次生加大。

5.高压阻止岩石后生作用的进行，可以保持一定的孔隙空间

分析北大港砂岩孔隙度、石英、长石次生加大和地层压力随深度的变化资料可以清楚的看出，孔隙度值最低的 3200～3700 米井段恰好是石英、长石次生加大的高值带，在其以下（3700～4000）米出现了超高压（压力系数 1.36～1.47），而这一超高压带又恰好是孔隙回升井段。说明孔隙度随深度呈曲线型的变化是由于超高压所形成的，超高压抵抗颗粒之间的压溶作用，阻碍了石英、长石次生加大范围及其它后生作用的进行，从而保存了部分孔隙空间，造成孔隙度回升的假象。所谓超高压就是指一定深度地层的实测地层压力与静水柱压力之比为压力系数来表示的话，一般油层由于其连通性和受断层的切割，则其压力系数都比 1 偏高一点，为 1

点零几。而超高压层的压力系数远大于 1。从北大港构造带的资料来看，压力系数大于 1.36 时对砂岩的后生作用有明显抑制性。

6.溶解作用对储集层的影响

矿物的溶解作用与孔隙水的物理化学性质及温度、压力密切相关。尤其是碳酸盐矿物的溶解，可以降低 pH 值。在近地表处碳酸主要由大气中的二氧化碳演变而来；而深层的碳酸则是由有机质在热演化过程中脱羟基作用后生成的二氧化碳与间隙水作用而形成。当这些酸性水与砂岩接触时就可溶解其中的碳酸盐矿物及其基质而形成溶蚀孔隙。

黄骅坳陷下第三系沉积剖面上，不乏厚层状富含有机质的暗色泥岩。尤其是高密度流砂体，多被这类岩性包围，砂岩成岩过程中孔隙流体内亦不乏碳酸根离子的补给，是各种溶蚀孔形成的必要条件。根据板桥凹陷及歧北、歧南凹陷的成岩分析，一般 2000～2500 米深度以上为成岩期，以原生粒间孔为主，2500～3000 米为早后生期，以原生、次生孔隙混合为特征；3000～3500 米以下以次生孔隙为主，包括各类次生孔隙，如扩大的粒间孔、超大孔、基质溶孔等。这一溶蚀带的存在，一般解释为与自生粘土矿物及有机质的转化所释放的酸性溶液有关，因其埋深以下基本为生烃门限和蒙脱石向伊利石转化带（表 6–13）。

表 6–13 板桥凹陷成岩分带

参数 \ 分带	浅部带 800～2000（m）	中部带 2000～3000（m）	深部带 3000～3500（m）
相对密度	1.75～1.98	1.86～2.14	2.2～2.36
颗粒接触关系	浮—点	点—线	凹凸
石英次生加大	无	少	20%
胶结物（%）	泥质为主	泥质占 5～30	钙质占 5～20 硅质占 1～2
泥岩粘土矿物（X衍射%） 蒙脱石	60～80	40～50	10
泥岩粘土矿物（X衍射%） 伊利石	7～16	20～40	60～80
泥岩粘土矿物（X衍射%） 高岭石	7～20	10～20	10～20
孔喉半径中值 （μm）	>4	1.5～4	0.2～1.5
排驱压力 （MPa）		0.0125～0.4	0.4～1.5
孔隙类型	原生孔隙为主	原生、次生混合型	次生孔隙为主
孔隙度① （%）	26～34	15～26	10～15
渗透率 （$10^{-3}\mu m^2$）	110～917	10～400	<1～10

①孔隙度、渗透率为中位值。

三、粒屑灰岩岩性物性特征

黄骅坳陷可作为储集岩的碳酸盐岩有古生界的隐晶质石灰岩，该层系发育很广，油气显示也较普遍，但具有一定生产能力的地区亦很零星。第三系沙河街组的碳酸盐岩主要以“生物灰岩”为代表，分布于坳陷的中、南部地区，虽然其分布比第三系砂岩要局限得多，厚度也不大，但因其埋藏适中，一般为2500～2700米，孔隙性、连通性均好，酸化效果明显，薄层高产，所以成为引人注目的储集层。

沙一段下部的“生物灰岩”，分布于黄骅坳陷中、南部地区的王徐庄、周清庄以及孔店潜山四周的围斜部位，从古构造来看在古隆起的鞍部和陡坡上最为发育。在剖面上分布于沙一段的底部，油层集中在20～50米的范围内。油层比较薄，一般5～6米，最薄者仅1～2米，最厚的达15米。

1.岩石类型

根据颗粒的总含量、颗粒类型、泥晶和亮晶方解石的相对含量，本区粒屑灰岩分为20种（见表6–14）。

表6–14　粒屑灰岩结构分类表

颗粒总量（%）	基质或胶结物＼颗粒类型	鲕粒	内碎屑（mm）			生物化石（或碎屑）			
			砾屑 >1	砂屑 0.1～1	粉屑 0.1～0.01	团粒 <0.01mm	螺	介形虫	藻屑
>50	亮晶	亮晶鲕粒灰岩	亮晶内碎屑灰岩						
	泥晶	泥晶鲕粒灰岩	泥晶内碎屑灰岩			泥晶团粒灰岩	泥晶生物灰岩		
25～50	亮晶	鲕粒亮晶灰岩	内碎屑亮晶灰岩			团粒亮晶灰岩	生物碎屑亮晶灰岩		
	泥晶	鲕粒泥晶灰岩	内碎屑泥晶灰岩			团粒泥晶灰岩	生物泥晶灰岩		
10～25	泥晶	含鲕粒泥晶灰岩	含内碎屑泥晶灰岩			含团粒泥晶灰岩	含生物泥晶灰岩		
<10		泥晶灰岩							

如果按照成因分类中的主要因素即颗粒含量来看，可将其归纳为三大类：

（1）亮晶鲕粒灰岩、亮晶生物鲕粒灰岩　这类岩石颗粒含量一般大于50%，颗粒类型比较复杂，既有生物碎屑、鲕粒，又有团粒内碎屑，但以鲕粒为主，一般都以表鲕、生物鲕为主，鲕圈一般1～2圈，颗粒直径在0.1～0.55毫米之间，生物碎屑大都为经分选磨圆的螺屑、介屑及藻屑，胶结物以亮晶方解石为主，分选较好。孔隙类型也比较多，既有原生粒间孔隙、生物体腔孔隙，又有次生颗粒间和粒内溶蚀孔隙。粒内溶蚀孔隙的孔隙度一般都在

15%以上，是储油物性良好的岩石类型。

(2) 内碎屑泥晶灰岩、生物碎屑泥微晶灰岩、生物泥晶灰岩等　该类岩石的特点是颗粒含量较前类少，一般30～40%，有时亦可大于50%，但主要是团粒内碎屑，以砾屑和砂屑为主，砾屑呈圆—次棱角状，团粒的大小、形状比较均匀，一般0.1毫米，胶结物以泥晶方解石为主，分选中等。孔隙类型以粒内、粒间溶蚀孔隙为主，孔隙度为10%，高者可达20%。这类岩石的储油物性也是比较好的。

(3) 含鲕粒泥晶灰岩、含介形虫或螺泥晶灰岩等　此类岩石颗粒含量较前类更少，一般小于25%。粒屑比较混杂，常常是几种类型共生，主要是表鲕、生物碎屑、团粒及陆屑，颗粒较小，一般在0.1毫米左右，生物化石保存比较完整，大小混杂。孔隙类型主要为次生粒内溶孔和基质溶蚀孔隙，基质溶蚀孔隙一般是由生物碎屑首先被溶蚀，而后进一步溶蚀扩大所造成的，孔隙度一般在5～10%，原始物性较差。

2.孔隙类型

根据孔隙成因及其结构特征，对沙一段下部生物灰岩进行了千余块薄片镜下观察，可以将其孔隙分为两种类型。

(1) 原生孔隙　是在沉积时或成岩以前颗粒之间相互支撑作用而形成的各种粒屑之间的孔隙以及生物体腔的孔隙。又分为:

1) 粒间孔。是指各种粒屑之间的孔隙（如图片6—18a所示)。

2) 生物体腔孔（生物铸模孔)。本区沙一段下部生物灰岩中，普遍见到螺化石体腔孔及介形虫体腔孔。如图6—18b所示为一较完整的螺化石体腔孔，保存于生物亮晶灰岩中，是成岩早期产物。

(2) 次生孔隙　是指沉积物沉积后，在成岩后生或表生作用过程中产生的孔隙，计有:

1) 生物碎屑间溶孔。在生物碎屑之间的基质或胶结物，被溶解后形成的不规则状孔隙。如图6—18c所示。

2) 生物碎屑间内孔。是指生物本身经溶解作用而形成的孔隙。如图6~18d所示，为生物壳内经溶解作用而形成的长条形孔隙。

3) 团球粒间溶孔。泥晶团球粒灰岩的泥晶方解石胶结物，由于后期的溶解作用将其方解石胶结物溶解成不规则状溶孔。如图6—18e所示。

4) 鲕粒间溶孔。一般发育在鲕状灰岩中，鲕粒之间的方解石胶结物被溶解，形成鲕粒间的溶孔。如图6—18f所示。在鲕粒之间还可以看到不规则的方解石残余物。

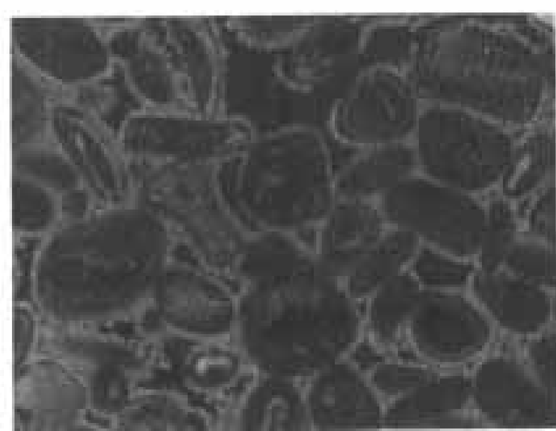
5) 藻内溶孔。在藻屑泥晶灰岩中，藻屑体腔内被溶解成多孔状的次生孔隙，如图6—18g所示。

6) 基溶孔。在含粉屑粉晶白云岩中，岩石碎屑全部被溶解，形成粒内溶孔，由于溶解作用强烈，有的扩大到基质部分，形成基溶孔，如图6—18h所示。

上述孔隙类型在岩芯中往往同时出现。如在同一块岩石中可以同时出现螺化石体腔孔和介形虫化石体腔孔；生物碎屑间溶孔和生物碎屑内溶孔也经常同时出现，有时在同一块生物灰岩中可以同时出现数种类型的孔隙。

3.物性特征

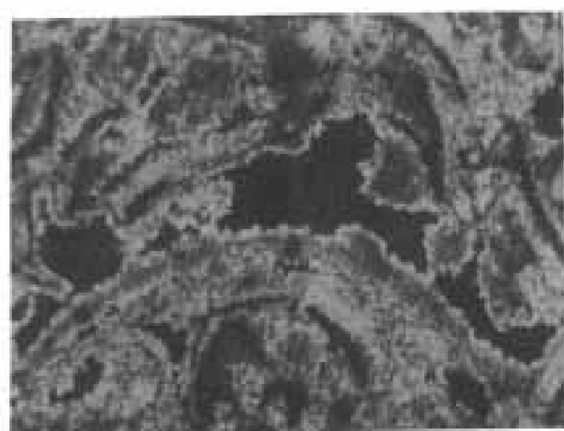
沙一段灰质岩的分布面积达2020平方公里，已找到四个油田（周清庄、王徐庄、王官屯、齐家务）和六个含油构造（沧市、舍女寺、大中旺、翟庄子、交道庄、歧26井区）或地区，勘探实践充分证明，沙一段灰质岩特别是粒屑灰岩是一个分布广，储集性能好，薄



a



b



c



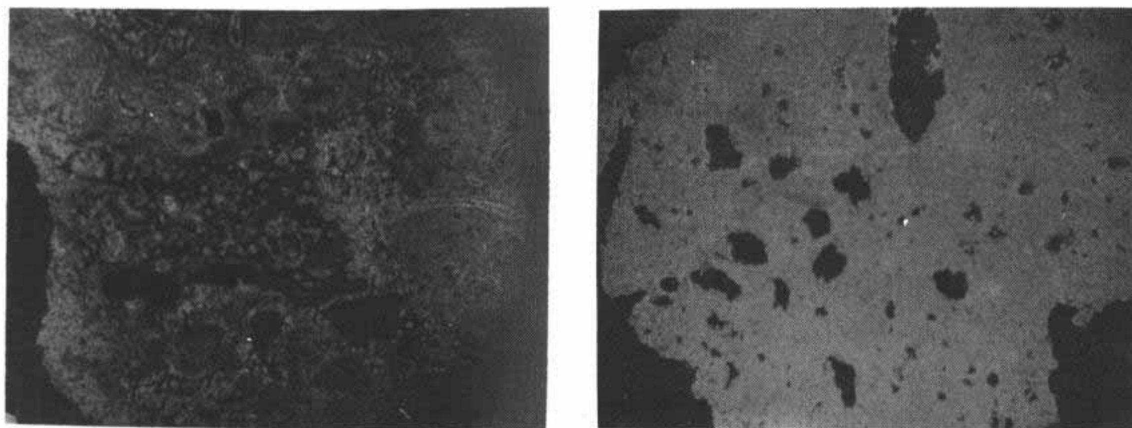
d



e



f



g　　h

图6-18　孔　隙　类　型

a—粒间孔，×33 正交，孔 13 井，1865 米，$Es_1^{下}$，灰色亮晶鲕粒灰岩；b—生物体腔孔，×33 正交，歧 634 井，2136.7 米，$Es_1^{下}$，灰白色亮晶生物碎屑灰岩；c—生物碎屑间溶孔，×33 正交，歧北 6 井，2622～2630 米，$Es_1^{下}$，亮晶生物碎屑灰岩；d—生物碎屑间内孔，×33 正交，歧 634 井，2136.7 米，$Es_1^{下}$，灰白色亮晶生物碎屑灰岩；e—团球粒间溶孔，×33 正交，歧 62 井，2686 米，$Es_1^{下}$，灰色砂屑灰岩；f—鲕粒间溶孔，×33 正交，灯 1 井，1792 米，$Es_1^{下}$，灰色亮晶鲕粒灰岩；g—藻内溶孔，×33 正交，高 13 井，3468 米，Es_3，灰色泥晶生物碎屑灰岩；h—基溶孔，×33 正交，歧 5 井，2127～2130 米，$Es_1^{下}$，褐灰色泥—粉晶白云岩

层可以高产的重要目的层。粒屑灰岩虽然厚度不大（王徐庄一般 5～10 米；王官屯 5～20 米；周清庄 10～20 米），但孔隙度比较大，一般大于 15%，渗透率也比较高，如歧 611 井最大可达 2170×10^{-3} 二次方微米，特别是粒屑灰岩的酸化效果非常明显，为油气高产稳产创造了有利条件。如歧 5 井射开厚度 2 米，6 毫米油嘴，日产原油 81.5 吨，气 11948 立方米。官 964 井酸化前 10 毫米油嘴日产油 66.7 吨，酸化后日产油 685.9 吨。

生物灰岩物性好。从周清庄井壁取芯分析结果，孔隙度一般为 22.8%，渗透率为 17×10^{-3} 二次方微米。王徐庄取芯分析结果，孔隙度为 21.6%，渗透率 98.5×10^{-3} 二次方微米，碳酸盐含量为 88.8%（表 6-15）。

表 6-15　王徐庄生物灰岩物性统计表

断块 ＼ 项目	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	碳酸盐含量 (%)
I	20.8	98.3	89.9
II	21.9	128.2	87.1
III	24.1	39.6	/
IV	/	/	/
V	19.7	/	/
平均	21.6	98.5	88.9

第二节 火山岩储集层

孔店构造带风化店构造枣55井中生界安山岩喷出了工业油流，根据对岩芯的观察及镜下研究，对中生界安山岩储集特征简述于下。

一、有多种裂缝和孔洞类型

通过对岩芯的肉眼观察和镜下鉴定，可分为八种裂缝和孔洞。

1.立缝

包括垂直裂缝和高角度斜裂缝，这种裂缝只见于岩芯上，如枣59井黑云母安山岩和官103井辉石安山岩都可见到（图6–19），裂缝往往与岩芯的长轴方向平行或略斜交，将岩芯直立劈开或高角度倾斜切开。裂缝的长度因岩芯长度有限，故不可测算，但其宽度一般1～2毫米，其间多为方解石或二氧化硅充填，有的部分充填的比较密实，有的部分充填的比较疏松。这种裂缝的成因可能有二：一是氧化壳上的岩石经风化营力而造成岩石表层的垂直裂缝，中生界的安山岩在新生代孔店组沉积前曾遭受风化和剥蚀，因此位于安山岩顶部的垂直裂缝，有一部分属于这种成因；二是由于地震影响而成，如火山喷发往往伴随地震，这种剧烈地活动往往对火山活动区内已形成的固定岩石中产生与火山口近似平行的垂直裂缝，越远离火山口，垂直裂缝越细小。

2.水平裂缝

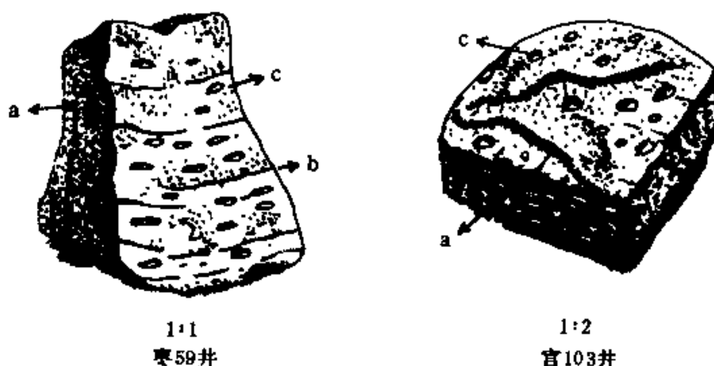


图6–19 枣59井官103井火山岩岩芯素描图

a—立缝；b—水平缝；c—气孔

此种裂缝少见，只在枣59井2913～2916.5米处见到（图6–19），该裂缝的形成可能与岩浆边流动边冷却收缩有关，应属于水平节理的范畴。

3.网状裂缝

这种微裂缝在风化店地区的安山岩中发育较普遍，一般宽0.02～0.03毫米，发育最多的如枣55井，在15平方毫米内有7条微裂缝，呈网状立体交叉分布，是该区的主要储集空间。网状裂缝的成因可能属于安山岩岩浆在冷却过程中体积收缩所致，也可称收缩裂缝。镜下可以看到，在裂缝的两壁常有方解石或二氧化硅，而中间充填原油和沥青。根据镜下看到的充填关系可以推断，这种微裂缝很可能经过两次活动两次充填。岩浆固结成岩石，体积收缩形成微裂缝，经过一次石英或方解石的充填，后来又经历了一次构造运动或地震活动，使

原来已被充填的裂缝再次裂开，之后石油又运移并充填于裂缝之中（图 6-20）。

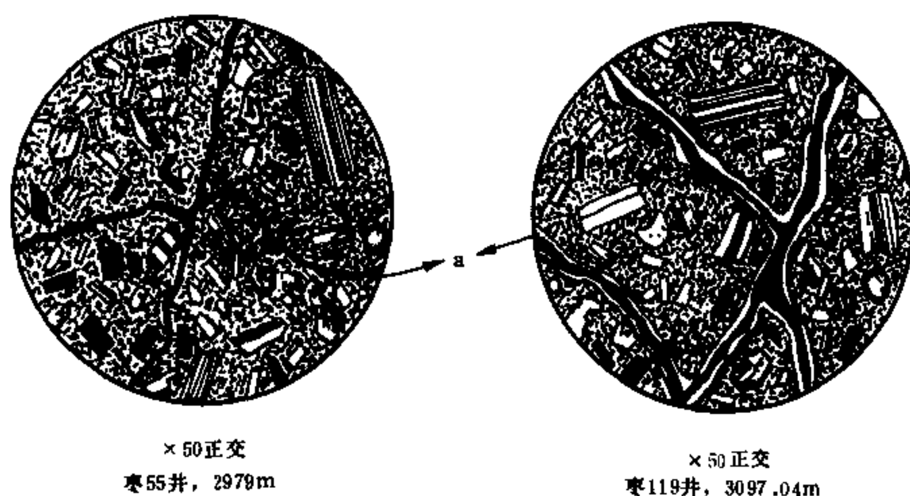


图 6-20　枣 55 井、119 井安山岩镜下网状裂缝素描图

4.爆破裂缝

只见于枣 1270-2 井及枣 1517 井的岩芯中，裂缝在岩芯上杂乱无章、长短不一，致使安山岩成角砾状，砾石成分与胶结物成分相同，棱角尖利，未经搬运，但可看到明显的位移现象，有的还可看到相衔接处的痕迹，有时在砾石之间看到同质的粉碎状小砾石。这可能是岩浆在上升的过程中，岩浆内的气体在不停地流窜，当岩浆逐渐冷却固结后，气体压力迅速增加，最后达到爆炸，而形成爆破裂缝及隐爆角砾岩（图 6-21）。

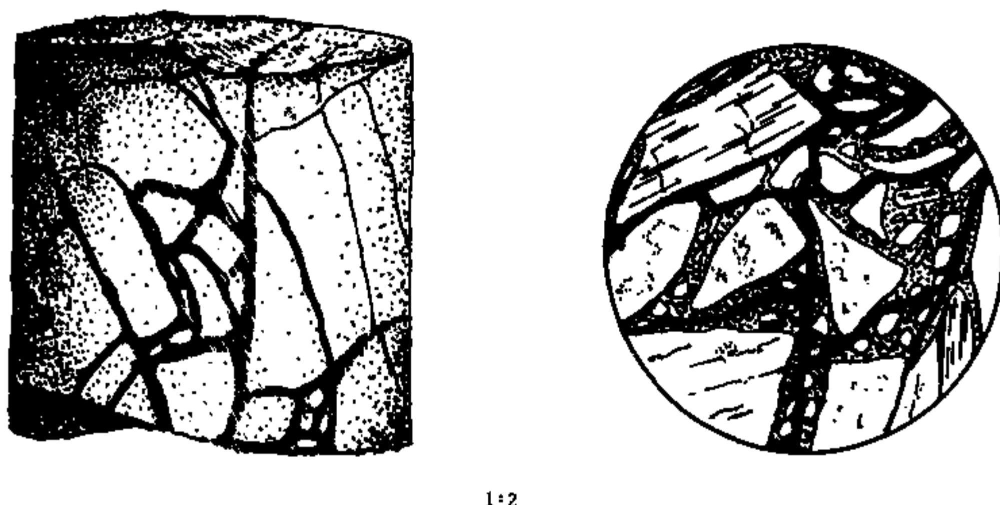


图 6-21　枣 1270-2 井安山岩破碎状裂缝素描图

5.晶间缝

顾名思义，是晶体与晶体之间的微小缝隙，特别是斜长石斑晶、聚晶比较明显，一般宽 0.01 毫米，长度大致相当一个斑晶长的 1／3～1／4，即 0.3 毫米左右（图 6-22）。基质中也

有晶间缝，但多为更细小的微裂缝，在荧光镜下看到具浸染状荧光显示，说明原油分布于基质中的晶间缝内。

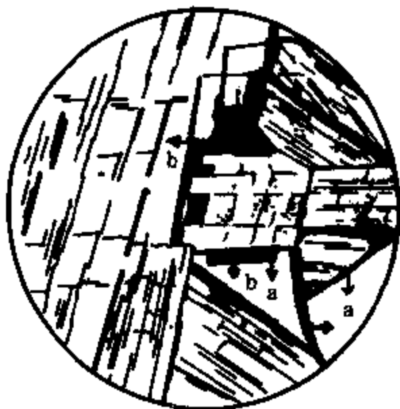


图 6–22 枣 131 井镜下晶间缝素描图

a—晶间缝；b—原油

6.晶内缝

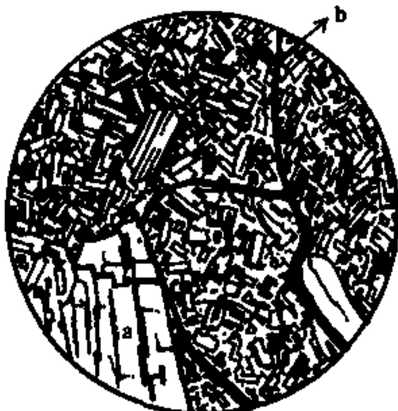
矿物晶体受力后，沿着一定方向劈开，在矿物学上称为解理，也是一种很细小的缝隙，多半形成于斑晶之内，在斜长石斑晶内常见到这种小裂缝，宽度约 0.01 毫米，其长度可达 0.5 毫米（图 6–23）。

7.溶蚀孔

这是一种晚期次生孔隙。由于地下水在裂缝中运移，对已结晶的矿物产生溶蚀作用，多半由晶间缝和晶内缝经溶解作用发育而成，有的还可以清楚地看到蚕食桑叶状的痕迹（图 6–24）。溶孔大小不一，小者直径 0.01 毫米，大者可达 0.5 毫米，这种孔隙中一般都含油。

8.气孔

在风化店地区的安山岩中很不发育，只在枣 59 井取芯中见有少量针孔状气孔，直径在 1 毫米左右。而在王官屯地区的官 103 井则气孔非常发育，其直径小者 4～5 毫米，大者可达 10 毫米，有的气孔为石英和方解石充填成完善的杏仁构造（图 6–19）。



a. 晶内缝（解理）



b. 网状缝

图 6–23 枣 51、59 井镜下晶内缝素描图

a—晶内缝（解理）；b—网状缝

二、安山岩的物性特征

1.钻井过程中有泥浆漏失现象

风化店地区钻井中大部分进入安山岩后均有严重的漏失和放空现象，如枣 55 井钻到

3021～3021.89 米，钻压突然下降，出现钻具放空，先后漏失泥浆 100 立方米。发生井漏的井还有枣 59、119、131、143、1565、1581 井等，漏失井多分布在枣 59 井以北的安山岩北块，说明北块地层裂缝较为发育。

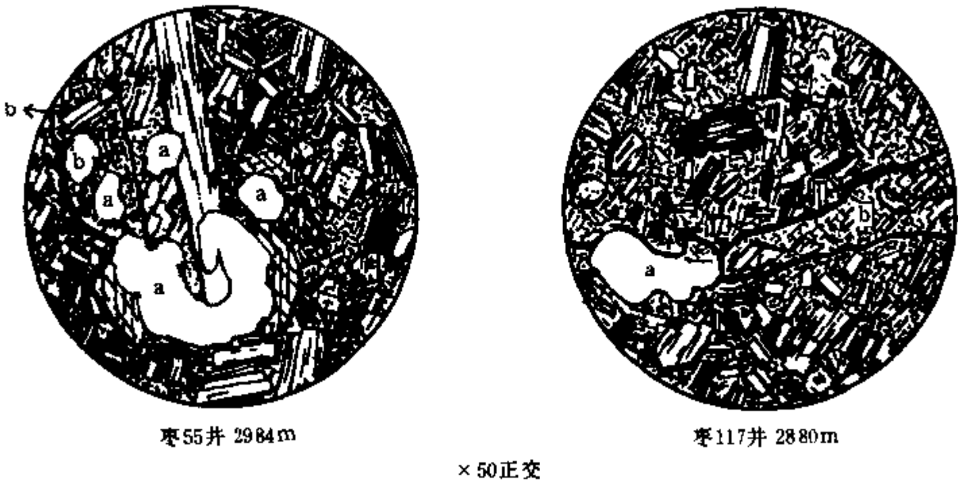


图 6-24　枣 55、117 井镜下溶蚀孔素描图

a—溶蚀孔（洞）；b—网状缝

2.镜下观察微裂缝发育

通过对该区 250 余块薄片的观察，安山岩的孔隙类型虽然有八种之多，但对形成油气藏有意义的只有网状裂缝、晶间缝、溶孔等三种，垂直裂缝起上下连通作用。从表 6-16 中可以看出在枣 59 井以北，其面孔率一般大于 10%，而其南的各井都小于 10%，面孔率计算本身并不十分准确，但其相对变化应该是一致的，与钻井过程中泥浆漏失现象亦是很吻合的。由于每个薄片截面积有限，因此估算出的面孔率一般都要比岩芯实测和测井解释的孔隙度要小（表 6-16，6-17）。

表 6-16　黄骅坳陷南部风化店地区火山岩岩芯面孔率统计表

井号	面孔率（%）				
	微裂缝	溶孔	晶间缝	晶内缝	合计
枣 55	4.18	3.7	2.1	/	9.98（27）[1]
枣 51	3.69	/	1.46	0.25	5.34（4）
枣 131	4.06	6.6	3.5	1.3	15.46（9）
枣 132	5.3	/	1.8	2.17	9.17（3）
枣 119	9.7	/	1.7	/	11.4（7）
枣 59	1.88	/	1.8	1.4	5.08（11）
枣 117	2.6	2	1.86	/	6.46（44）
枣 1270-2	2.2	/	2.66	/	4.86（8）
枣 151	1.8	/	0.85	0.4	3.05（12）

①括号内的数字为样品数。

表 6-17　黄骅坳陷南部风化店地区火山岩岩芯实测及测井解释物性对比表

类　别	孔隙度（%）	渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）
岩　芯	12.8	1.6
声　速	12.6	/
密　度	13.9	/
中　子	15.9	/

3.安山岩物性变化大

风化店地区有安山岩钻井取芯井 10 口，它们是枣 44 井、51 井、59 井、60 井、119 井、131 井、1517 井、1563 井、1575 井、1270–2 井等，岩芯收获率最低 13.51%，最高 100%，平均 73.71%，岩芯最小 1.0 米，最大 22.73 米，平均 6.35 米，孔隙度最大 22.2%，最小 2.6%，平均 10.12%，渗透率最大 181×10^{-3} 二次方微米，最小 0.01×10^{-3} 二次方微米，平均 31.9×10^{-3} 二次方微米，表明了裂缝性油藏孔隙度、渗透率变化大的显著特点（表 6–18）。

表 6–18　孔店南部风化店地区中生界安山岩物性数据表

井号	取芯井段（m）	进尺（m）	芯长（m）	收获率（%）	孔隙度（%）/样品数			渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）/样品数			安山岩顶面深度（m）	备注
					最大	最小	平均	最大	最小	平均		
枣 44	3171～3240	11.47	1.55	13.51							3168	未取样
枣 51	3025.1～3111	2.31	1.26	54	9.5	1.9	5.6/3	0.01	0.01	0.01/3	3024	
枣 59	2824.24～2916.5	7	6.7	96	16.5	12.6	14.2/6	0.13	0.02	0.08/4	2822	
枣 60	2940.53～2942.81	2.28	2.01	88.19	11.4	6.9	9.6/4	0.11	0.03	0.08/4	2890	
枣 119	3096.7～3098	1.3	1.0	76.9	2.6	1.8	2.2/3	181	0.01	60.3/3	3081	
枣 131	3012.61～3015.81	3.2	2.57	80.31	13.5	9.2	11.72/9	32	0.02	4.76/8	3010.5	
枣 1270–2	2838～2840.5	2.5	2.5	100	22.2	10.6	15.19/10	0.9	0.04	0.44/9	2756	
枣 1517	2828.87～2854.82	25.95	22.73	87.59	18	3.7	12.27/46	9.2	0.12	1.64/43	2824	
枣 1563	3223.23～3242.43	19.6	15.48	79							3215	未取样
枣 1575	3064.38～3077.68	13.5	8.32	61.63							3059	未取样
平均				73.71	10.12/81			31.9/84				

4.安山岩裂缝性储集层的孔隙结构分类

对于非砂岩储集层的孔隙结构分类标准，国内外也很不统一，尽管主要指标大同小异，然而，相同储集层类别的指标界线相差悬殊。由于风化店构造安山岩孔隙结构分析资料仅有4口井36块样，而且大部分集中在孔西主断层以南的枣1270—2井区，孔西主断层以北资料少，代表性差。目前仅以少量资料，结合安山岩油藏特征，参考兄弟油田的分类标准，对安山岩裂缝性储集层提出参考性分类标准，有待今后补充新资料，进一步完善（表6—19）。

表6—19 孔店南部风化店中生界安山岩储集层孔隙结构分类表

指标 \ 分类		好储集岩 (I)	中等储集岩 (II)	中差储集岩 (III_1)	差储集岩 (III_2)
毛管压力 (MPa)	中值	1.0～2.5	44～68	100～125	>200
	排驱	3～1.25	11～30	15～25	19～68
孔喉半径 (μm)	中值 γ_{50}	0.3～0.75	0.11～0.17	0.06～0.075	<0.06
	最大 γ	0.6～2.5	0.25～0.65	0.30～0.50	0.11～0.4
汞饱和度 (%)	25 (MPa) ΣHg>0.003 (μm)	75～96	60～80	53～72	30～57
孔喉分布 (%)	>1 (μm)	4.5～32	2.5～5	1.5～5.5	0.5～5
	1～0.1 (μm)	56～88	45～68	21～40	5～47
	<0.1 (μm)	7～32	30～50	50～73	52～90
渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)		>1～15	1～0.1	0.1～0.06	<0.01
孔隙度 (%)		10～15	8～12	4～8	2～4
储集层比例 (%)		33	50	10	7

三、关于风化店地区安山岩相的认识

枣55井喷出工业油流后，根据其岩屑的定名，认为是黑云母安山岩。随着取芯井的增加，通过对岩芯的观察和镜下鉴定以及与国内有关火山岩资料的对比，认为风化店地区所钻遇的黑云母安山岩应属次火山岩。目前国内大多数火山岩岩石研究者将与火山喷发岩同源不同相的产物称次火山岩。风化店地区中生界火山岩应属次火山岩，其定名应为次黑云母安山岩。确定其为次火山岩的依据如下:

1）风化店地区黑云母安山岩成分均一，呈块状，厚度大，如枣59井钻遇厚度214.2米，枣143井钻遇厚度124.6米，均未钻穿，这对喷发岩来说是不可理解的；

2）该区安山岩中气孔、杏仁构造很不发育；

3）该区所钻的探井中均未钻遇凝灰岩，这也是与喷发岩不同的重要特点；

4）本区黑云母安山岩中，不仅斑晶中具有较多的黑云母晶体，而且在基质中也见到黑

云母晶体。这也是次火山岩与火山喷发岩的区别之一；

5）风化店地区安山岩中的黑云母以红褐色、褐色为主。而在火山喷发岩中的黑云母多为红和红棕色；

6）隐爆角砾岩的存在也是次火山岩的一个重要佐证。关于隐爆角砾岩的成因，前面已经述及。岩芯观察可以清楚地看到隐爆角砾岩的宏观外貌。在镜下观察，除了发现砾石的成分相同外，还可看到岩石中的斑晶，也具有爆炸破裂、折断现象，而且有的还可以恢复其原来的形态；

7）本区安山岩因属次火山岩，所以矿物颗粒较大，基质的结晶度也较好，安山岩的斑晶多呈粗斑、聚斑状态，在镜下所观察到的斜长石和黑云母的斑晶一般都较大，特别是斜长石斑晶其直径一般为 1.5～2.0 毫米，往往占据整个镜下视域。这是与火山喷发岩的结晶颗粒一般都较细小的区别之一。

通过以上分析可以看出，无论从岩性的稳定性、均一性，以及微裂缝的发育及其形成机理方面，从找石油的观点出发，次火山岩都明显优于火山喷发岩。故此，今后在火山岩中寻找石油，应象寻找圈闭一样，寻找次火山岩体，这对于石油地质勘探人员来说，无疑是一个新的研究课题。

第七章　油气水性质

黄骅坳陷是一个新生代的断陷盆地。下第三系沉积具有多物源、多方向、沉积厚度大和南北分区的特征。地层中有机质丰富、类型多，具有完整的演化系列，生成多种油气类型。断裂的多次活动导致油、气、水分布十分复杂。本章着重论述油、气、水的性质及其组合关系，影响因素和古水动力条件，及流体性质与油气富集的相互关系。

第一节　石油及天然气性质

黄骅坳陷下第三系生油层系为近海湖盆淡水—微咸水沉积，生成石蜡基石油。原油物性具有高蜡、高凝固点、低硫的特点。由于不同凹陷生油母质的差异、成熟度高低的区别、油气运移距离和方式的不同，以及地质构造沉积环境的变化，造成多种油气类型。形成油气性质在纵向上和平面上的变化特征。

一、原油类型及物理性质

根据原油物理性质，可将原油分为五种类型。即重油、重质油、中质油、轻油及凝析油(表 7-1)。

1. 重油

具有四高两低的特点。即高密度、高粘度、高胶质沥青质含量、高初馏点及低蜡、低凝固点。胶蜡比一般 3.77～6.97，反映高氧化特征。重油的分布有一定规律性，剖面上分布在埋藏较浅（深度 1000～2000 米）的上第三系馆陶—明化镇组及下古生界碳酸盐岩中；平面上主要分布在二级构造带凸起上的披覆构造和坳陷周边古潜山。

表 7-1　黄骅坳陷原油类型及物理性质分类表

类型＼物性	密　度 (g / cm³)	粘　度 (mPa · s)	含蜡量 (%)	胶质+沥青质 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
重　油	>0.94	>480.9	3～6	>23	-7	155.2
重质油	0.94～0.87	480.9～248	19.26～25	23.82～29.97	26～39	144.1
中质油	0.87～0.84	248～76.7	13.23～16.39	15.18～11.7	26～28	122
轻质油	0.84～0.81	76.7～2.8	10.43～12.06	11～5.04	20～22	99
凝析油	0.81～0.76	2.8～0.9	5.53～6.08	0.07～8.35	-8～-14	59

从成因上分析，重油具有次生与原生两种类型。上第三系重油是深部下第三系生成的液态烃沿断裂垂向运移聚集并遭受氧化和生物降解作用的产物，为次生型。坳陷南部沧东、盐山凹陷下第三系沙河街组发现未成熟的重油，例如沧东凹陷沧 1 井沙一段下部原油密度 0.963 克／厘米³，粘度 805 毫帕秒，胶质沥青质含量 29.33%。盐山凹陷盐 1 井原油物性基

本和沧1井相似，属原生重油。总的来看，原生重油在黄骅坳陷探明石油地质储量中所占比例甚少。

2. 重质油

重质油的密度、粘度略低于重油。和重油的根本区别在于高含蜡、高凝固点。因而具有高密度、高粘度、高胶质、沥青质、高含蜡量、高凝固点及高初馏点的特征。重质油分布在坳陷南部下第三系始新世孔一、二段及港西上第三系。主峰碳多为 C_{23}，胶蜡比为1.14～1.43，反映其低成熟弱氧化的特点。

3. 中质油

中质油的密度、粘度及胶质沥青质含量均低于重质油，如表7–1所示。此类原油广泛分布在中、北区下第三系东营组及沙河街组。主断层下降侧、上第三系逆牵引背斜，坳陷南部孔二段，亦分布有中质油。中质油是成熟阶段的产物，胶蜡比一般小于1，主峰碳为 C_{19}。

4. 轻质油

轻质油顾名思义是油质轻。原油密度为0.81～0.84克/厘米^3，粘度、胶质沥青质、含蜡量、凝固点及初馏点等项指标均低。胶蜡比仅为0.20～0.53。轻质油主要分布在中、北区沙一段及东营组，是较高成熟阶段的生成物。

5. 凝析油

具有低密度、低粘度、低蜡、低凝固点、低初馏点和高馏份的特征（200℃以前总馏分为64.16%，300℃以前总馏份为85%），胶质沥青质含量一般小于1%。这种六低一高的物性特征和重质油形成鲜明的对照。

凝析油在平面、剖面上的分布范围和轻质油基本一致。其生成决定于母质类型和高成熟的演化条件。

二、天然气类型及物理性质

黄骅坳陷具有多种天然气类型，根据其组分及产状，可划分为干气、湿气、凝析气三种类型，主要物理性质见表7–2。

1. 干气

甲烷含量在94%以上，相对密度小于0.6。物理性质以相对密度低、重烃系数低、甲烷含量高为特点。主要分布在港西、孔店、羊三水、羊二庄、沈青庄、高尚堡构造的上第三系馆陶—明化镇组，下第三系沙河街组也有分布。干气的形成主要在于天然气的长距离运移和重力分异作用。除此之外，在沧东凹陷沧1井还发现生物甲烷气，甲烷含量93～99%，天然气相对密度为0.5605，重烃系数仅为0.0021。

表7–2　黄骅坳陷天然气类型及物理性质表

物性 类型	相对密度	甲烷含量 (%)	重烃系数 (%)	分　　布
干　气	<0.6	>94	<11	歧口、南堡凹陷上第三系，沧东、南皮凹陷沙一、三段
湿　气	0.6～0.78	74～94	11～30	全区广泛分布
凝析气	0.69～0.71	81～82	21～23	板桥、南堡凹陷沙一段，东营组

2. 湿气

溶解在石油中的烃类气体称为湿气或溶解气。此种天然气具有相对密度高、重烃系数高和甲烷含量低的特点（表 7-2）。湿气在坳陷南、中、北三个区普遍分布，纵向上主要分布在下第三系东营组、沙河街组及孔二段。

3. 凝析气

凝析气和湿气的根本区别在于每 1 立方米凝析气中含有高于 50 克以上的凝析油，在开采过程中出现反凝析现象。凝析气集中分布在板桥凹陷沙一段；南堡凹陷东营组；歧口凹陷沙河街组及南堡凹陷庙 12 井的上第三系。

三、分层油气性质及变化

黄骅坳陷不同层系油气性质有明显差异。

1. 上第三系馆陶—明化镇组

馆陶—明化镇组为一套平原河流相沉积，不具备生油条件，油气来源于下第三系生油层，沿断裂垂向运移，因此上第三系原油一般为强氧化的重油，部分由于近油源而出现中质油、轻质油；天然气性质多为干气，部分为湿气（表 7-3）。

上第三系原油密度等值线图反映自凹陷中心向凸起过渡，原油密度由轻变重，呈环带分布。如歧口凹陷，靠近凹陷主体的唐家河、港东开发区及羊二庄油田，原油密度低于 0.9 克／厘米^3，天然气相对密度大于 0.6，甲烷含量小于 90%；凹陷西坡的港西、羊三木油田及埕北斜坡，原油密度明显增大，在 0.9 克／厘米^3 以上，天然气相对密度小于 0.6，甲烷含量高达 95%。远离凹陷的孔店凸起，由于油气长距离运移，遭受氧化，原油密度高达 0.9634 克／厘米^3，天然气相对密度仅 0.5748，重烃系数仅 1.64%（图 7-1）。

表 7-3　黄骅坳陷上第三系馆陶组油气性质数据表

凹陷		歧口						南堡		
构造		孔店	羊三木	港西	港东	羊二庄	埕北	北堡	老爷庙	柏南
项目 \ 代表井		孔 43	羊 12	港 13	港 16	庄 70	庄 6	北 3	庙 12	南 29
油气层埋深 (m)		1395.8～1412	1352.7～1406	1359.1～1408.8	1808.8～1817.8	1839.8～1890.4	1388.2～1420.2	1947～1951.4	2214～2230	1869.2～1880.2
原油性质	密度 (g／cm^3)	0.9634	0.9434	0.9008	0.8915	0.8864	0.9502	0.8239	0.8054	0.9032
	粘度 (mPa·s)	880	320.6	26.81	12.36	15.8	419.7	2.74	1.42	12.44
	含蜡量 (%)	4.6	5.15	7.58	6.36	8.95	10.8	12.29	／	18.34
	凝固点 (℃)	3	−10	6	−18	20	−3	24	6	33
	胶质+沥青质 (%)	32.1	20.8	19.1	9.35	9.99	45.51	2.95	／	25.33
天然气性质	相对密度	0.5748	0.5817	0.6144	0.6423	0.7223	／	／	0.6312	0.6088
	甲烷 (%)	95.36	94.73	90.13	89.64	81.13	／	／	86.15	94.37
	重烃系数 (%)	1.64	2.9	7.9	10.5	18.4	／	／	9.29	2.69

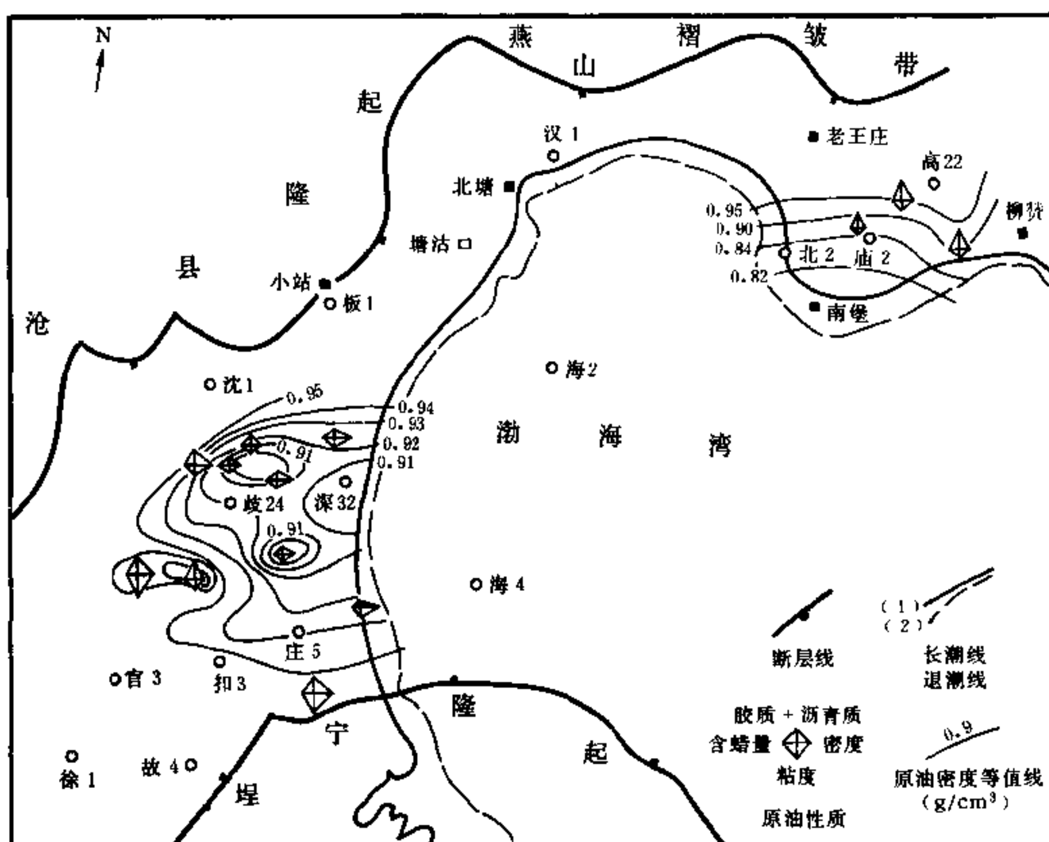


图 7-1 黄骅坳陷上第三系原油类型及原油密度等值线图

南堡凹陷存在类似现象。位于凹陷中心的北堡、庙南、高南构造，油质轻、密度低。天然气重烃系数较大。凹陷边缘的柏南断鼻带，油质重，密度大，天然气组分中重烃系数小(表 7-3)。

2. 下第三系东营组

东营组油气主要分布在歧口、南堡两个凹陷。原油类型有中质油、轻质油及凝析油。天然气以湿气为主，还有凝析气（表 7-4)。

表 7-4 说明，歧口凹陷不同构造的原油性质比较接近，密度大体在 0.84～0.86 克／厘米^3，属中质油；天然气相对密度大于 0.63，甲烷含量一般小于 90%为湿气。北大港构造带六间房构造天然气性质出现异常，甲烷含量低，仅 65.6%，天然气相对密度高达 0.8597，这是由于该区富含二氧化碳气（含量可达 24.16%)。南堡凹陷不同于歧口凹陷，位于凹陷主体的北堡、老爷庙及高南构造油质轻，原油密度 0.79～0.85 克／厘米^3（图 7-2)。

东营组上部东一段与下部东三段油气性质有明显差异。以唐家河开发区为例，东一段原油以重油为特征，密度为 0.9526 克／厘米^3，粘度 646.82 毫帕秒，含蜡仅 3.89%，胶质+沥青质高达 30.89%。这种四高一低的物性特征不同于东三段，而与上第三系馆陶组原油接近。这种差异和东营组沉积末期坳陷整体抬升遭受侵蚀，以及东一段缺少区域性盖层，保存条件差有关。东三段被 300 米厚的东二段泥岩覆盖，封闭性能良好，油气未遭受破坏。

表 7-4　黄骅坳陷东营组油气性质数据表

项目 \ 凹陷 / 构造 / 代表井		岐口			南堡	
		唐家河	六间房	南大港	北堡	老爷庙
		港 24	港 23	岐 57	北 2	庙 8-1
油层埋深 (m)		2472～2582.2	1874.6～1877.2	2463～2500	3551.6～3572	2482.3～2519.5
原油	密度 (g/cm³)	0.8414	0.8420	0.8579	0.7970	0.8510
	粘度 (mPa·s)	4.4	4.76	8.02	1.15	5.36
	含蜡量 (%)	16.35	11.96	11.63	5.33	18.97
	凝固点 (℃)	28	22	23		23
	胶质+沥青质 (%)	5.69	6.25	7.74	2.9	17.68
天然气	相对密度	0.7119	0.8597	0.6304	0.7055	0.6168
	甲烷 (%)	79.95	65.66	88.08	81.92	91.2
	重烃系数 (%)	23.4	13.8	10.9	19.29	4.94

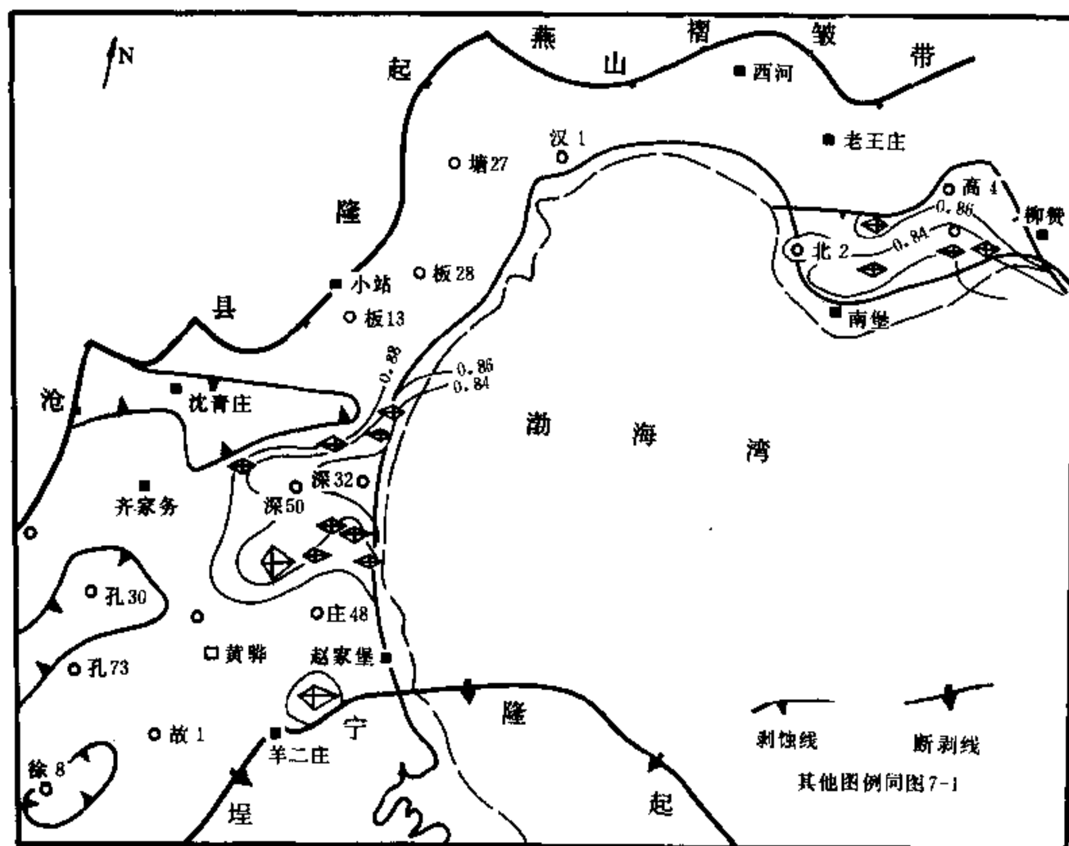


图 7-2　黄骅坳陷东营组原油类型及原油密度等值线图

3. 沙河街组一、二段

渐新世沙河街组一、二段油气广泛分布于坳陷中、北区，南部地区也有分布。该段油气类型多，已发现凝析油、轻质油、中质油和重质油；天然气以凝析气、湿气为主（表7–5）。中区板桥凹陷主要为凝析油、轻质油，原油密度 0.77～0.82 克／厘米^3，天然气相对密度 0.7～0.63，在凹陷南侧，形成北东向展布的大张坨—板桥凝析油气带，自北而南依次排列的板北、板中、板南不同断块，由凝析油逐渐为轻质油所替代。歧口凹陷以中质油、湿气为主，油气性质总体上比较稳定（表 7–5），自西向东，由凹陷斜坡向中心过渡，原油性质存在着由重变轻，胶质、沥青质含量由高降低的趋势。如北大港构造带，靠近凹陷中心的马西构造，原油密度 0.8363 克／厘米^3，粘度 4.52 毫帕秒；构造带西部离凹陷主体较远的周清庄油田，原油密度为 0.8582 克／厘米^3，粘度 8.31 毫帕秒；凹陷西侧的高斜坡，位于孔店、羊三木凸起围斜以及凹陷南侧的羊二庄断阶带，油质明显变重，天然气变轻，甲烷含量升高；如羊三木构造羊 3 井，原油密度 0.9728 克／厘米^3，粘度 4268 毫帕秒；孔店凸起东坡孔 42 井密度高达 0.9716 克／厘米^3，粘度 250.4 毫帕秒，反映歧口凹陷自东向西原油物性由好变差，密度由低变高的总趋势。南堡凹陷油气性质的分布变化和歧口凹陷相似（表 7–5）。

表 7–5　黄骅坳陷沙一段油气性质数据表

项目 \ 凹陷		南皮		歧口				板桥		南堡	
构造		沧市	王官屯	王徐庄	周清庄	唐家河	马西	板中	大张坨	老爷庙	高尚堡
代表井		沧 1	官 53	歧 9	歧 64	港 74	港深 13	板 3	板 53	庙 10	高 9
油层埋深 (m)		1810.4～1821.6	1488.6～1479.4	2078.6～2082.2	2594.6～2600	3165.4～3215	3924～3961	2774.4～2778	2631.8～2635.8	3370.1～3377.5	2916～2952
原油	密度 (g／cm^3)	0.9630	0.9051	0.8532	0.8582	0.8401	0.8363	0.7733	0.7662	0.8687	0.8269
	粘度 (mPa · s)	805	172.9	6.74	8.31	3.28	4.52	0.70	0.93	9.32	6.74
	含蜡 (%)	19.4	23.4	16.3	14.56	14.26	12.03	5.3	／	16.59	18.28
	凝固点 (℃)	52	32	26	18	27	26	−17	−21	27	33
	胶质+沥青质 (%)	29.33	23.2	6.9	11.92	4.16	3.96	／	／	21.88	10.06
天然气	相对密度	0.5605	0.59	0.6972	0.7490	0.6714	0.7333	0.7098	0.7148	／	0.6192
	甲烷 (%)	98.79	95.01	78.99	77.64	83.4	79.49	78.65	79.8	／	90.64
	重烃系数 (%)	0.21	3.92	21.52	24.6	17.43	23.47	25.30	23.76	／	7.88

坳陷南部孔东断裂带，官 2、官 3 断块；沧东凹陷沧市构造及齐家务—大中旺构造，以重油、重质油及干气为特征，原油密度一般大于 0.90 克／厘米^3，粘度大于 172 毫帕秒，含蜡量 19.4～23.4%，凝固点 32℃，胶质沥青质含量高达 23.2～29.33%。天然气相对密度 0.59，甲烷含量 95%，重烃系数只有 3.92%。说明不同凹陷沙一段油气性质差别大。这种差异主要受凹陷生油母质类型及成熟度不同所控制（图 7–3）。

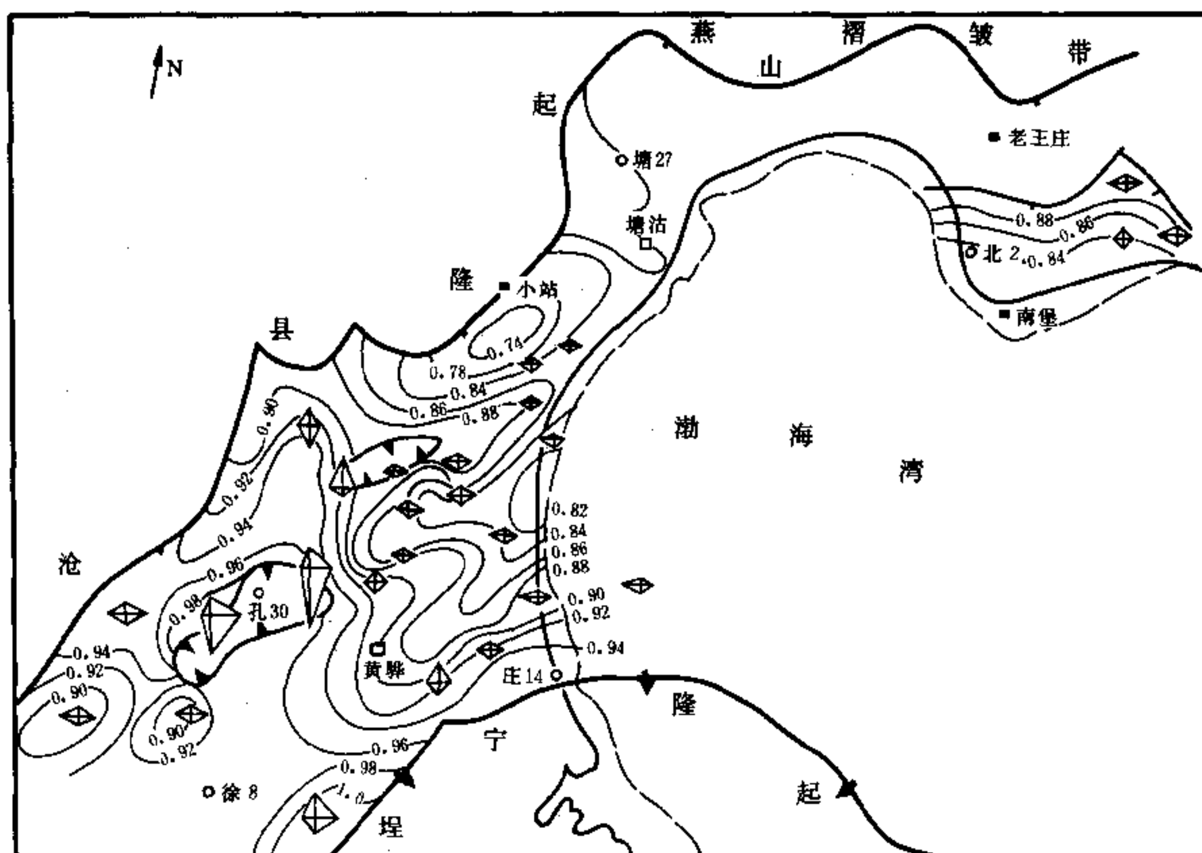


图 7-3 黄骅坳陷沙一段原油类型及原油密度等值线图

图例同图 7-1，2

在歧口凹陷沙一、二段油气性质纵向变化幅度小，油气性质基本相近。但是以凝析油气为特征的板桥凹陷，原油性质存在着上轻下重的反常现象，沙一段为凝析油气或轻质油，沙二段为中质油、湿气。这种不正常现象很可能与油、气的二次运移和聚集有关。

4. 沙河街组三段

沙三段是主要生油层系，沉积厚度达千米以上，油气分布广泛。原油类型以中质油为主，次为轻质油、凝析油及重质油；天然气主要为与原油相伴生的湿气，亦存在有干气。

歧口凹陷的南北大港及羊二庄断阶带，北塘凹陷的塘沽构造，南堡凹陷的高尚堡、柳赞构造，油气性质比较接近。原油密度为 0.84～0.87 克／厘米^3，粘度小于 15 毫帕秒，凝固点 20～30℃，普遍属中质油。天然气相对密度为 0.66～0.71，甲烷含量 77～85%，重烃系数 12～28%，由湿气组成。板桥凹陷油质相对较轻，密度 0.80～0.83 克／厘米^3，粘度 2.38 毫帕秒，凝固点 23℃，多为轻质油。天然气相对密度 0.66，甲烷含量 85%，重烃系数 27%，为湿气（表 7-6）。由于沙三段埋藏深，仅在二级构造带钻遇，凹陷主体尚未揭开。北大港构造带原油性质东好西差，反映近凹陷者油质轻。

沧东、南皮凹陷存在着中质油与重质油、重油类型；天然气有湿气和干气（表 7-6）。沧市构造及孔东断裂带、王官屯构造为重油、重质油及干气。原油性质具有高密度、高粘度、高沥青质胶质及低蜡、低凝固点的特点。天然气组分中甲烷含量达 95%以上，相对密

度、重烃系数低，与坳陷中、北区差异大。孔西断裂带西南端官西、叶三拨、段六拨构造属中质油，原油密度0.86～0.87克／厘米³，粘度11～27毫帕秒，凝固点40℃。孔店构造带以南的乌马营构造原油密度0.8506～0.8616克／厘米³，粘度6.19～27毫帕秒，凝固点28℃；天然气相对密度0.5966，甲烷含量93.32%，重烃系数4.17%，反映油气经受远距离运移聚集，发生重力分异，原油性质不同于孔南其它构造（图7-4）。

表7-6　黄骅坳陷沙三段油气性质数据表

项目 \ 凹陷		南皮	沧东	歧口			板桥	北塘	南堡
构造		王官屯	沧市	南大港	周清庄	港中	板中东	塘沽	高尚堡
代表井		官3	沧1	歧15	港36	港324	板深27	塘10	高30
埋深(m)		1732～1768	2354～2361.6	2771～2799	3050.4～3061	2744.4～2764	3732.4～3882.4	2619～2652	3590.8～3692.6
原油	密度(g／cm³)	0.8979	0.944	0.8601	0.8488	0.8445	0.8071	0.8160	0.8575
	粘度(mPa·s)	54.39	117.99	9.91	5.74	4.8	2.38	2.93	10.63
	含蜡(%)	4.98	6.16	15.4	11.55	12.71	12.75	11.85	19.51
	凝固点(℃)	−6	5	30	20	25	23	17	28
	胶质+沥青质(%)	27	14.28	12.16	8.07	4.96	11.10	11.9	20.68
天然气	相对密度	0.5794	/	0.6615	0.7060	0.7402	0.6626	0.6654	0.7113
	甲烷(%)	95.04	/	85.02	78.66	77.01	85.13	85.85	81.13
	重烃系数(%)	2.15	/	12.09	24.62	28.33	15.53	14.29	22.09

5. 孔店组

始新统孔店组是坳陷南部主要含油层系。原油类型有中质油及重质油两种；天然气有湿气和干气。孔一段与孔二、三段的油气性质有差异。孔二段原油以较高密度、高粘度、高蜡、高凝固点及高胶质沥青质为特征。位于南皮凹陷主体或靠近深凹陷的段六拨、小集、王官屯构造为中质油及湿气；近孔店凸起的枣园、自来屯构造，属重质油和干气（表7-7），说明远离深凹陷，靠近凸起剥蚀区，保存条件变差、油变重、气变轻。

孔二段原油性质好于孔一段。原油密度一般在0.8568～0.8832克／厘米³，粘度11.29～37.65毫帕秒，凝固点29～42℃，为中质油。平面分布稳定，变化幅度小，和该段自生自储有关。孔一段主要靠孔二段供油，油气沿断裂垂向运移遭受不同程度氧化，因此原油性质较孔二段变差。

6. 前第三系

包括中生界和古生界基岩油藏。目前发现的古潜山油气藏还比较局限在前第三系的部分地区，根据现有资料分析对比，分为坳陷内部潜山的中质油和坳陷周边的重油两种类型（表7-8）。

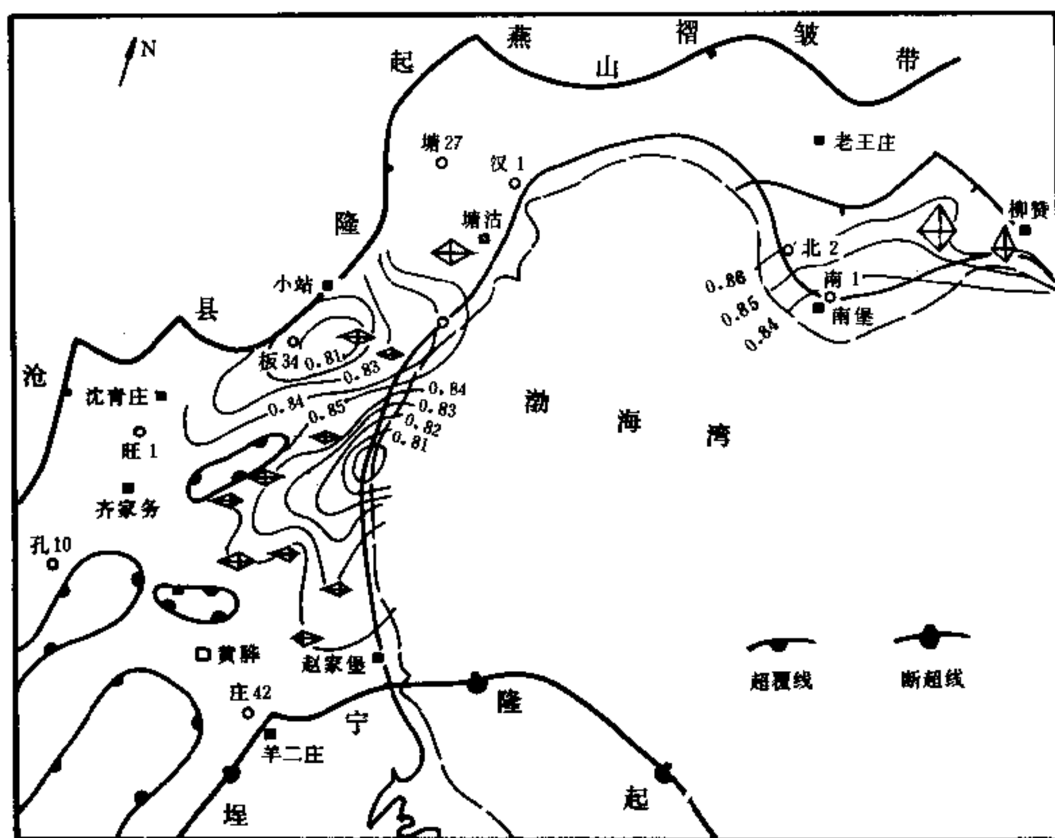


图 7-4 黄骅坳陷沙二段原油类型及原油密度等值线图

其他图例同图 7-1

表 7-7 黄骅坳陷孔一段油气性质数据表

项目 \ 凹陷 / 构造 / 代表井		南皮			沧东	
	构造	王官屯	小集	段六拨	枣园	自来屯
	代表井	官1	官979	官66	枣12	枣21
埋深 (m)		2440.2～2513.8	2903～2936.5	3299～3490	1944～1958	1608～1657
原油	密度 (g/cm^3)	0.8719	0.8840	0.8676	0.9005	0.9306
	粘度 (mPa·s)	44.23	15.65	9.19	190.93	350.06
	含蜡 (%)	23.97	21.87	17.2	25.72	12.62
	凝固点 (℃)	34	41	38	35	24
	胶质+沥青质 (%)	27.33	27.0	24.66	21.47	20.78
天然气	相对密度	0.6990	0.8682	0.7098	0.6836	0.6204
	甲烷 (%)	82.34	64.14	81.15	84.34	92.16
	重烃系数 (%)	17.69	33.43	17.47	18.59	6.31

表 7-8　黄骅坳陷前第三系油气性质数据表

位置 / 名称 / 代表井 / 项目		坳陷内部		坳陷边部	
名称		港西潜山	风化店潜山	柏各庄潜山	
代表井		太 4	枣 55	南 8	南 13
时代		Q_2	Mz	Mz	$\in_r$
埋深 (m)		2033～2075	2968～3020	1427～1429	1330～1333
原油	密度 (g/cm³)	0.8385	0.8826	0.9481	0.9917
	粘度 (mPa·s)	5.03	42.14	183.97	7875.72
	含蜡 (%)	12.29	26.14	3.42	2.15
	凝固点 (℃)	28	35	-30	9
	胶质+沥青质 (%)	9.54	26.6	22.44	28
天然气	相对密度	0.8167	0.6550	/	/
	甲烷 (%)	69.65	85.32	/	/
	重烃系数 (%)	21.92	11.69	/	/

潜山原油性质之所以有较大差异，取决于所处区域构造位置、水动力条件和油气运移距离及油藏保存条件．坳陷内部潜山埋深在 2000 米以下，地层水交替强度弱，保存条件好而且近油源，供油充分，油气性质和下第三系供油层一致。如港西潜山和歧口凹陷沙三段均属中质油和湿气类型；孔店南部风化店潜山中生界安山岩的原油性质和该区孔二段原油相同(见表 7-9)。坳陷边部潜山被上第三系直接覆盖，油层埋深一般小于 2000 米，水动力条件活跃，原油生物降解严重，形成与上第三系相似的高密度、高粘度、高沥青胶质含量、低蜡、低凝固点的重油。

表 7-9　枣 40 井与枣 55 井原油性质对比表

代表井	时代	油层埋深 (m)	原油性质				
			密度 (g/cm³)	粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)	沥青胶质 (%)
枣 40	Ek_2	2442.3～2466.1	0.8721	11.29	29.81	35	27.2
枣 55	Mz	2968～3020	0.8826	42.14	26.14	35	26.6

四、油气性质平面分布特点

油气性质在平面上的变化有四个特点:

1. 油气性质南北分区、因凹陷而异

图 7–5 表明原油性质明显分南北两区。南区原油位于图的右上方，大多数出现在密度大于 0.88 克／厘米^3，含蜡量大于 19%的范围内。北区原油主要分布在图的左下方。板桥与歧口凹陷原油出现在不同位置，前者集中分布在图的左下角，密度小于 0.835 克／厘米^3，含蜡量小于 4.5%的范围内；后者出现在密度 0.835～0.860 克／厘米^3，含蜡量 4.5～14%的范围内。南堡凹陷的原油和歧口凹陷的相近，但主要分布在歧口凹陷与南区之间。反映出原油性质南北分区，因凹陷而异。围绕凹陷中心，油气性质呈环带状分布。原油密度等值线和凹陷走向基本一致，说明生油凹陷控制油气性质的分布变化。

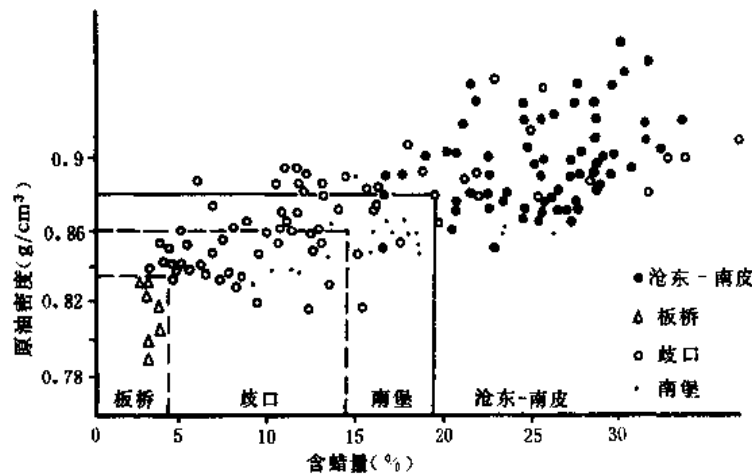


图 7–5 黄骅坳陷原油性质分区图

2. 二级构造带不同部位油气性质有差异

构造倾没端油轻气重、凸起部分油重气轻；主断层下降侧油轻气重，上升侧油重气轻。

3. 构造主体部位油轻气重，边部油重气轻

以王徐庄油田为例，构造轴部原油含蜡量高、密度小、天然气重烃含量相对较高、胶蜡比低，表明油气保存条件好。构造翼部原油含蜡量变小、油质变重、胶蜡比值升高、重烃含量降低，反映边水氧化作用使原油遭受破坏（表 7–10）。

表 7–10 王徐庄油田沙一段油气性质对比

油气性质 / 油田部位	井 号	埋 深 (m)	原油密度 (g／cm³)	含蜡量 (%)	胶质＋沥青质 / 含蜡量	重烃系数 (%)
主 体	歧 9	2078.6～2082.2	0.8532	16.3	0.42	21.96
边 部	612	2189.8～2192.6	0.8615	10.71	0.72	8.09

港东、羊二庄、羊三木、马西深层及板桥油田等均具有上述特点。

五、油气性质和埋深的关系

油气性质与埋深关系十分密切，总的规律是埋深加大，原油变轻，天然气变重，重烃含量升高。根据 6 个主要凹陷、12 个油田、26 个含油气构造的油气性质资料统计表明，不同

凹陷，不同层系的油气性质和埋深关系不尽相同，可分为三种类型：

1.“歧口型”

在埋深与原油密度、天然气的轻重碳比两向座标图上呈现出“两段”式特征，即2000米以上，由浅到深，原油密度由高变低，天然气轻重碳比升高，显示出良好的线性关系（图7-6）；2000～4000米，原油密度略有降低趋势。从总体上看，原油性质变化幅度小，天然气组分中C_2+C_3/C_1纵向上比较接近。

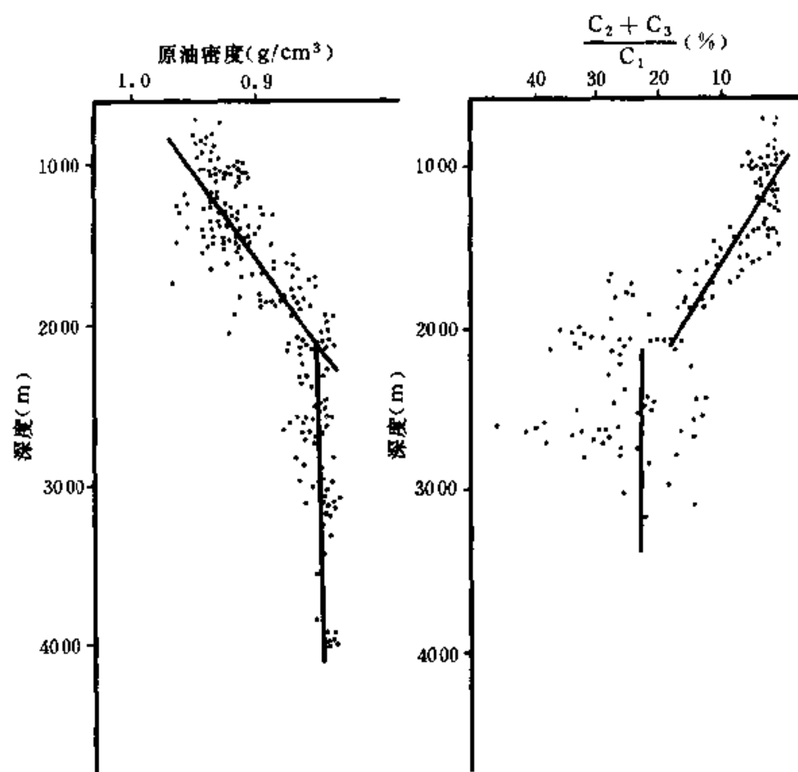


图7-6　歧口凹陷原油密度、天然气$\frac{C_2+C_3}{C_1}$与深度关系图

歧口凹陷油气性质和埋深关系之所以呈两段式，决定于油藏类型与生物降解作用。由于2000米以上主要由上第三系馆陶—明化镇组浅层油藏组成，油源来自下第三系。而且上第三系属高孔隙、高渗透的砂岩储集层，连通性好，水动力条件活跃，处于强交替环境，适于食蜡基微生物生长繁殖，原油氧化脱蜡，重质组分增加；天然气中，重烃组分易溶于水而散失，含量降低，甲烷愈来愈富集。埋藏愈浅，油气氧化破坏愈严重，形成重油、轻气、与淡水相关的产物。2000～4000米为下第三系东营—沙河街组自生自储油藏，生储油层间互，形成多套生储盖组合，具有良好的保存条件，尽管埋藏深度有差异，但油气性质基本一致。

2.“板桥型”

油气性质随埋藏深度加大出现“*Y*”字形结构特征。即埋藏深度增加原油变轻，天然气变重，至3500米左右，油气性质出现反常现象，也就是埋藏深度增加，原油密度变大，天然气密度变小。这种反常现象决定于凝析油气的重力分异和氧化作用，以及垂向运移速度不均等因素（图7-7）。3500米以下，由于重力分异作用，轻质油和烃类气体不断从混合流体中析出，抢先向上运移，而密度较大的原油，流动缓慢，形成深部油藏，纵向上出现油质上轻

下重，具有同一斜率。3500 米以上，凝析油和原油密度分为两支，对凝析油来说，埋深增加，密度加大；原油相反，埋深增加，密度变小。前者是重力分异引起，后者是烃类氧化作用所造成。

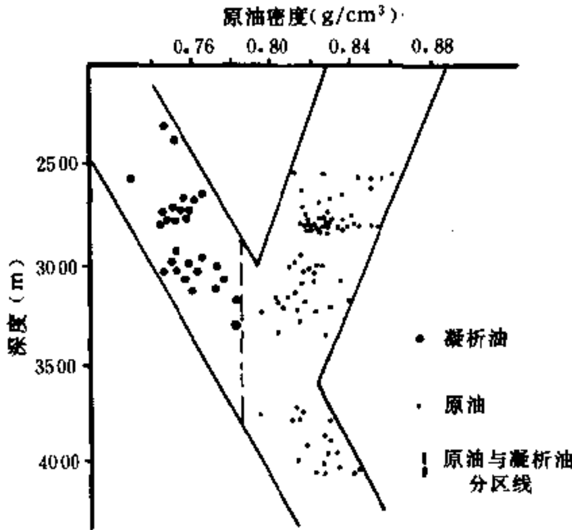


图 7-7 板桥凹陷原油、凝析油密度与深度关系图

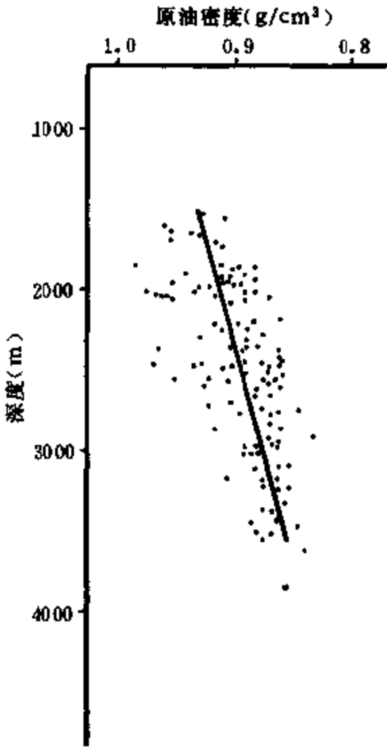


图 7-8 南皮凹陷原油密度与埋深关系图

3. "南皮型"

原油密度随埋藏深度增加逐渐降低，天然气密度增大，纵向上构成具有同一斜率的直线（图 7-8）。这种结构特征受南皮凹陷孔二段单一生油层和氧化作用所控制。孔一段、沙三及沙一段重质油均来自下伏孔二段，靠断层垂向运移聚集，因此埋藏深浅决定油气性质的垂向分布变化，不同于歧口、板桥凹陷。

第二节 地层水性质

一、地层水类型

油田水分类，过去长期使用苏林分类法，这种分类是依据地层水中溶解盐类的不同组合，也就是按照水中离子之间的比例关系，将地层水分为四种类型，即：硫酸钠型，重碳酸钠型，氯化镁型，氯化钙型。

前两种类型水是大气降水或自流水特征，第三种类型水是海洋环境和连续蒸发的产物，第四种类型水是深层停滞状态的特征。苏林分类视氯化钙型水为找油的重要标志，但实际上黄骅坳陷内三分之二的油田水均属重碳酸钠型水，说明作为年青的第三系湖相沉积盆地的找油标志，重碳酸钠型水和氯化钙型水具有同等重要的意义。

勘探实践证明，以重碳酸钠型水为主体的湖相沉积盆地，仅用苏林分类不能满足生产需要，也不可能全面地揭示坳陷内不同凹陷、不同构造部位地层水的特征及其变化规律，为

此，在应用苏林分类的同时，采用Γ.M.苏卡列夫水化学类型划分方法，以弥补前者之不足。

Γ.M.苏卡列夫的分类，是依据地层水中阴、阳离子当量百分数作为划分标志。具体划分方法是：选用地层水中阴、阳离子当量百分数，大于10%参与定名，按阴、阳离子当量百分数大小排队。根据这一划分原则，坳陷内地层水的化学类型可归纳为四种：重碳酸盐钠水（$HCO_3^- \cdot Na^+$），重碳酸盐氯化物钠水（$HCO_3^- \cdot Cl^- \cdot Na^+$），氯化物重碳酸盐钠水（$Cl^- \cdot HCO_3^- \cdot Na^+$），氯化物钠水（$Cl^- \cdot Na^+$）（表7－11）。

表7－11说明，按照苏林分类，黄骅坳陷地层水只能划分为两大类：即坳陷中、北区，歧口、板桥、南堡凹陷普遍分布的重碳酸钠型水；坳陷南部，以沧东、南皮凹陷及齐家务、大中旺地区为代表的氯化钙型水。根据阴阳离子当量百分数排队，按水化学类型分类，可分为上述四种类型，平面分布亦形成四个区。

表7－11　黄骅坳陷地层水类型特征表

类别	苏卡列夫分类		总矿化度 (10^4mg／L)	苏林分类	主要分布地区
	水化学类型	水化学特征 (离子当量百分数)			
Ⅰ	$HCO_3^- \cdot Na^+$	$HCO_3^- > 35$；$Na^+ > 30$	0.25～0.4	$NaHCO_3$	南堡凹陷
Ⅱ	$HCO_3^- \cdot Cl^- \cdot Na^+$	HCO_3^-30～35；Cl^-10～20 $Na^+ > 30$	0.6～0.8	$NaHCO_3$	板桥凹陷
Ⅲ	$Cl^- \cdot HCO_3^- \cdot Na^+$	Cl^-30～40；HCO_3^-10～20 $Na^+ > 30$	0.8～2.5	$NaHCO_3$	歧口凹陷
Ⅳ	$Cl^- \cdot Na^+$	$Cl^- > 40$～30；$Na^+ > 30$	2～5	$CaCl_2$	南皮、沧东大中旺

(1) 重碳酸盐钠水（$HCO_3^- \cdot Na^+$）　阴离子以重碳酸根高含量为特征，当量百分含量在35～40%，阳离子钾钠含量为50%左右，总矿化度低，一般2500～4000毫克／升，主要分布在靠近燕山褶皱带前缘的南堡凹陷。

(2) 重碳酸盐氯化物钠水（$HCO_3^- \cdot Cl^- \cdot Na^+$）　重碳酸根当量百分含量较高（30～35%），其次为氯根含量(10～20%)，钾钠当量百分含量为50%。矿化度较低，一般6000～8000毫克／升。此类水主要分布在紧邻沧县隆起的板桥凹陷。

(3) 氯化物重碳酸盐钠水（$Cl^- \cdot HCO_3^- \cdot Na^+$）　阴离子中氯根当量百分含量增高为30～40%，重碳酸根含量降低，一般10～20%。钾钠离子含量仍占优势。地层水矿化度升高至8000～25000毫克／升。此类水分布在坳陷中心部位的歧口凹陷。

(4) 氯化物钠水（$Cl^- \cdot Na$）　具有高氯根含量，高矿化度。氯根当量百分含量占绝对优势，可达40～50%，钾钠含量在40%以上，水矿化度20000～50000毫克／升。分布在坳陷南部的沧东、南皮凹陷以及中区齐家务、大中旺地区。

实际上坳陷内不同地区，不同层位水化学类型较多，远远不止上述四种。但是以上四种类型具有一定的地区代表性。

二、不同层系地层水的性质及变化

黄骅坳陷是新生代发育的断陷盆地，地史上经历了多旋回沉积，多构造运动，相应伴生

多次沉积间断。大的沉积间断有三次：即前第三系与第三系之间的区域性沉积间断，下第三系始新统与渐新统之间的沉积间断和上下第三系之间的沉积间断。每一次大的沉积间断均出现古淋滤水影响，使地层水受到改造。同时伴随沉积环境的变迁，相应产生沉积水介质的变化，造成不同层系具有不同的地层水性质，自上而下分为四套含水组合。

1. 上第三系低矿化度含水组合

上第三系明化镇—馆陶组为一套厚约 1500～2000 米的河流相碎屑岩沉积，孔隙度一般大于 25%，储集性能好，是良好的富水层。根据水性变化反映出上第三系地层水和周边老山大气降水相通，水动力条件十分活跃。例如南堡凹陷馆陶组地层水总矿化度仅为 1900 毫克／升，柏各庄潜山寒武系府君山组白云岩，地层水矿化度为 1494 毫克／升，几乎接近地面水。总体上看，上第三系属低矿化度淡水，总矿化度一般在 1500～5000 毫克／升，钠氯比值高，为 2～5，水化学类型多属重碳酸盐氯化物钠水。地层水性质自北向南矿化度升高，岐口凹陷中心部位高于斜坡带。

图 7-9 表明，北大港构造带港西地区地层水矿化度在 7500 毫克／升以上，形成局部异常区，这和港西主断层长期活动，引起深层高矿化度地层水上窜（包括奥陶系石灰岩潜山及下第三系地层水）有关。

2. 下第三系渐新统较高矿化度含水组合

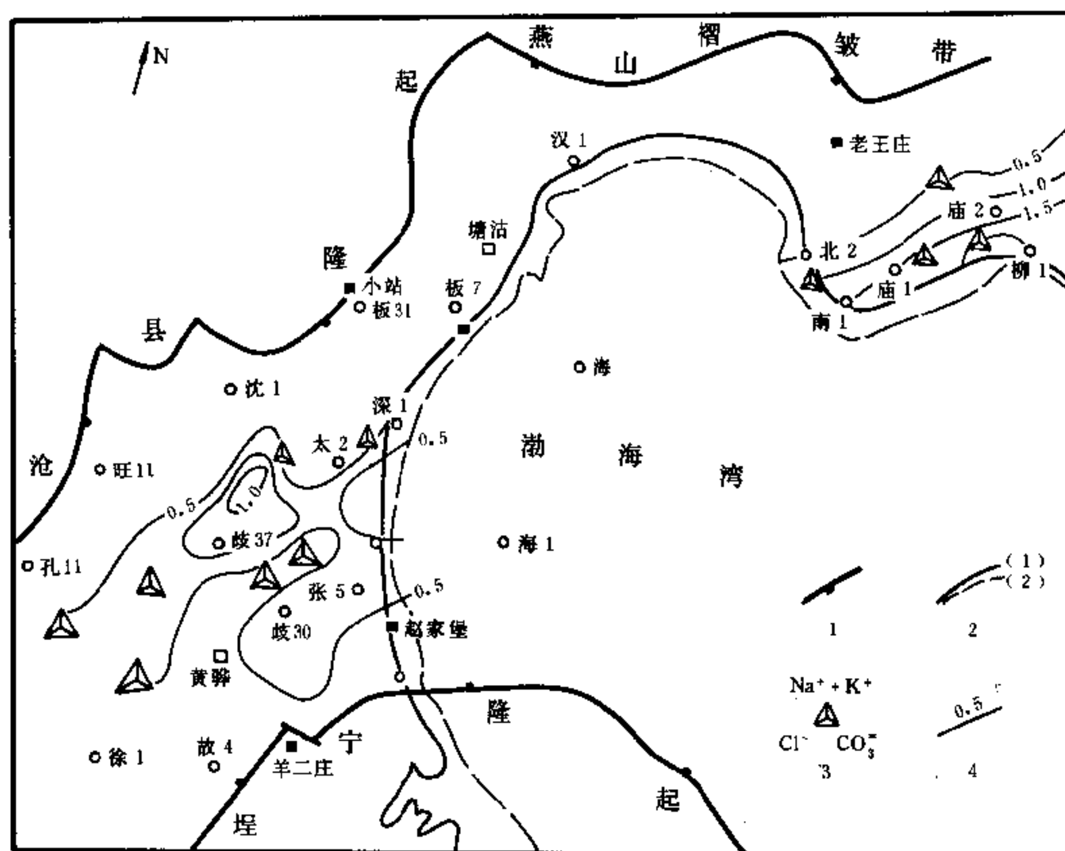


图 7-9　黄骅坳陷上第三系水化学类型图

1—断层线；2—海岸线（(1) 长潮线，(2) 退潮线）；

3—水化学类型；4—矿化度等值线（10^4mg／L）

渐新统包括沙河街组及东营组，为一套水进到水退的湖相碎屑岩沉积，地层总厚达2500～3500米，埋深在2500～6000米。由于沉积压实作用，孔隙度明显受埋深影响，储集层物性随埋深加大而变差，地层水性质主要受沉积水介质控制，缺乏现代水源侧向补给，因而地层水矿化度较高，水型为重碳酸钠及氯化钙型水；水化学类型比较复杂。自上而下分为东营组、沙一、二段及沙三段三个含水层系。

(1) 东营组　东营组为一套三角洲沉积，砂层发育，储集性能好，分布在中、北区的歧口、南堡凹陷。地层水总矿化度为5000～11000毫克／升，钠氯比1.2～3.3，属重碳酸钠型水，水化学类型为重碳酸盐氯化物钠水及氯化物重碳酸盐钠水。歧口凹陷地层水矿化度北高南低。歧北凹陷矿化度高于8000毫克／升，钠氯比为1.2～2.3。港西地区局部异常高达20000毫克／升。歧南凹陷由于临近埕宁隆起水源区，地层水矿化度较低，一般小于7000毫克／升，钠氯比为1.2～2.3。南堡凹陷主体的北堡、庙南及高南构造，地层水矿化度较高，一般为8000～14000毫克／升，靠近北部老山区，地层水变淡，矿化度仅4000毫克／升（图7-10）。

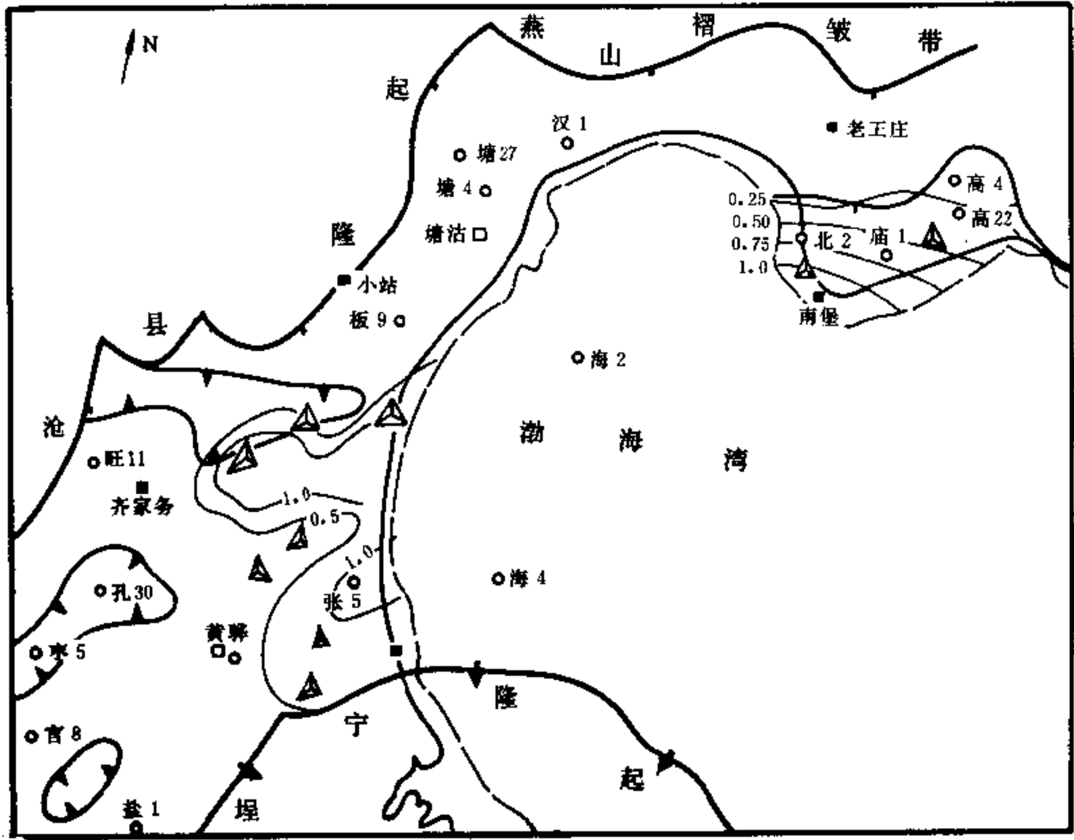


图7-10　黄骅坳陷东营组水化学类型图

图例同图7-2，9

由于下第三系沉积末，坳陷整体抬升，遭受侵蚀淋滤，东营组上部，即东一段地层水明显淡化，总矿化度低于5000毫克／升，和上第三系水性接近，造成了东营组地层水纵向上的差异性。

(2) 沙一、二段　渐新世中期沙一、二段为深水—半深水湖相泥质岩与重力流水道砂、沿岸滩坝砂沉积，剖面上细下粗，沙一段下部泥质岩厚达 1000 米以上，开启程度低，保存条件好，地层水性质主要受浓缩的沉积水介质控制。

图 7-11 表明，坳陷中、南区存在歧口、大中旺、沧东三个高矿化度异常区，地层水总矿化度在 20000 毫克／升以上，最高达 35000 毫克／升，它们被港西及孔店凸起分割成东西两个异常带。与高矿化度区相对应的有南堡凹陷、小站及埕北斜坡三个低矿化度异常区，总矿化度小于 6000 毫克／升，钠氯比 2～4，反映来自坳陷北部主水源区与西北沧县隆起及坳陷东南埕宁隆起两个次要水源补给方向。地层水性质总体上显示出北淡南咸，矿化度北低南高，中、北区为重碳酸钠型水，南区为氯化钙型水的变化趋势。

通过歧口凹陷南北大港构造带地层水性质的对比表明，凹陷陡翼的北大港断裂构造带地层水矿化度较高，水中重碳酸根与碳酸根含量较低，凹陷南侧缓坡上的南大港断裂构造带与其相反，地层水总矿化度较低，而水中重碳酸根、碳酸根含量较高（表 7-12）。

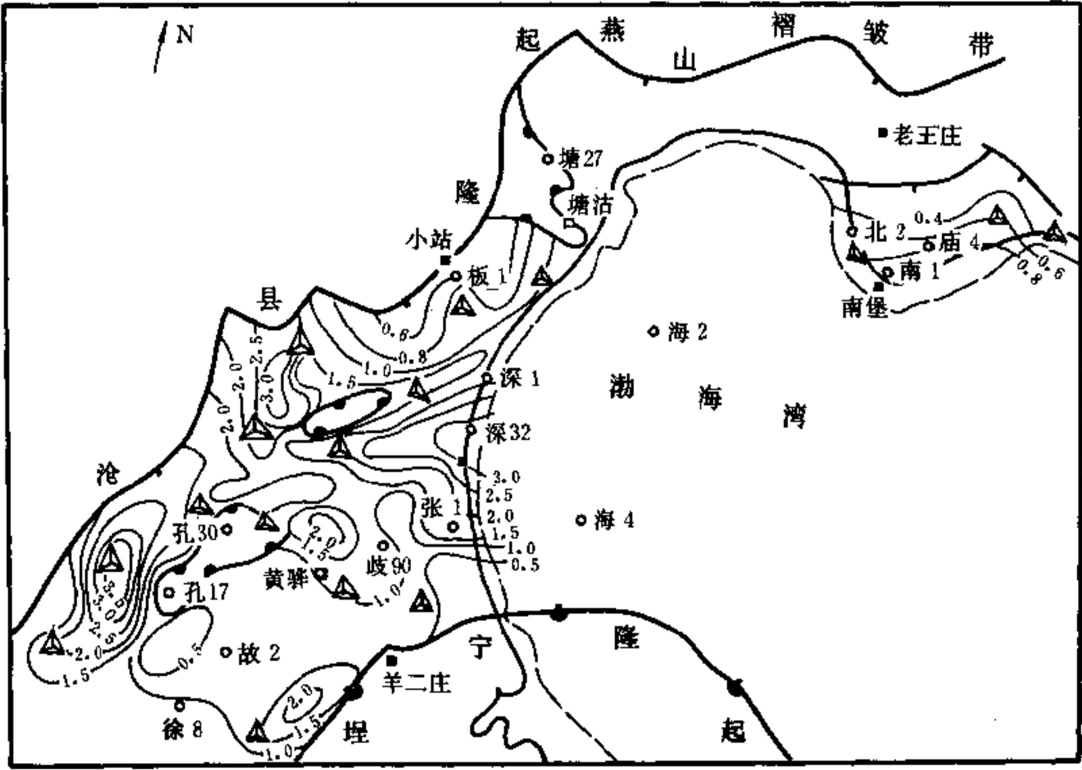


图 7-11　黄骅坳陷沙一、二段水化学类型图

图例同图 7-4，9

表 7-12　南、北大港构造带地层水性质对比表

构造带名称	地层水性质			层　位
	总矿化度 (mg／L)	重碳酸根+碳酸根 (当量%)	钠／氯	
北大港构造	16000	5.5	1.17	沙一段下部
南大港构造	9400	13.37	1.27	沙一段下部

上述现象表明，由于南大港构造带靠近埕宁隆起，沙一段水质淡化，水中重碳酸根、碳酸根含量相应增高（图 7-11）。

(3) 沙三段　该段地层总厚 1000～1500 米，主要物源来自坳陷北部燕山褶皱带，其次为西部沧县隆起与坳陷东南的埕宁隆起。因此北部古水源方向的影响占主导地位。

沙三段地层水总矿化度及水化学类型图（图 7-12）反映，以增福台—港西—羊二木凸起一线为界，南北两区的地层水性质有较大差异：坳陷西南，包括沧东、南皮凹陷，夹持在沧县、埕宁隆起之间，沉积环境闭塞，地层水矿化度较高，一般大于 15000 毫克／升，钠氯比在 1 左右。属氯化钙水型，水化学类型为氯化物钠水与氯化物重碳酸盐钠水。其间南皮、沧东及大中旺三个呈北东向展布的高矿化度异常区，总矿化度在 25000 毫克／升以上。坳陷中区的歧口凹陷为开阔湖盆，处于半封闭环境，地层水矿化度为 10000 毫克／升，凹陷主体可达 20000 毫克／升以上。属重碳酸钠型水，水化学类型为氯化物重碳酸盐钠水与重碳酸盐氯化物钠水。北大港构造带东部倾没部位的马东构造，埋深加大，封闭性强，形成异常区，地层水总矿化度高达 198089 毫克／升，氯化钙型水。邻近北部主水源区的南堡凹陷，因外来水侵入，地层水明显淡化，总矿化度 2000～4000 毫克／升，氯根含量 124～300 毫克／升，重碳酸根含量高达 900～2600 毫克／升，钠氯比 1.6～3.9，局部地区可达 5 以上，说明地层水变质程度低。

沙三段地层水性质除受北部主水源区影响以外，还受次要水源区影响，从而形成坳陷西北的小站和东南的埕北斜坡两个矿化度低值区，一般地层水总矿化度小于 5000 毫克／升，

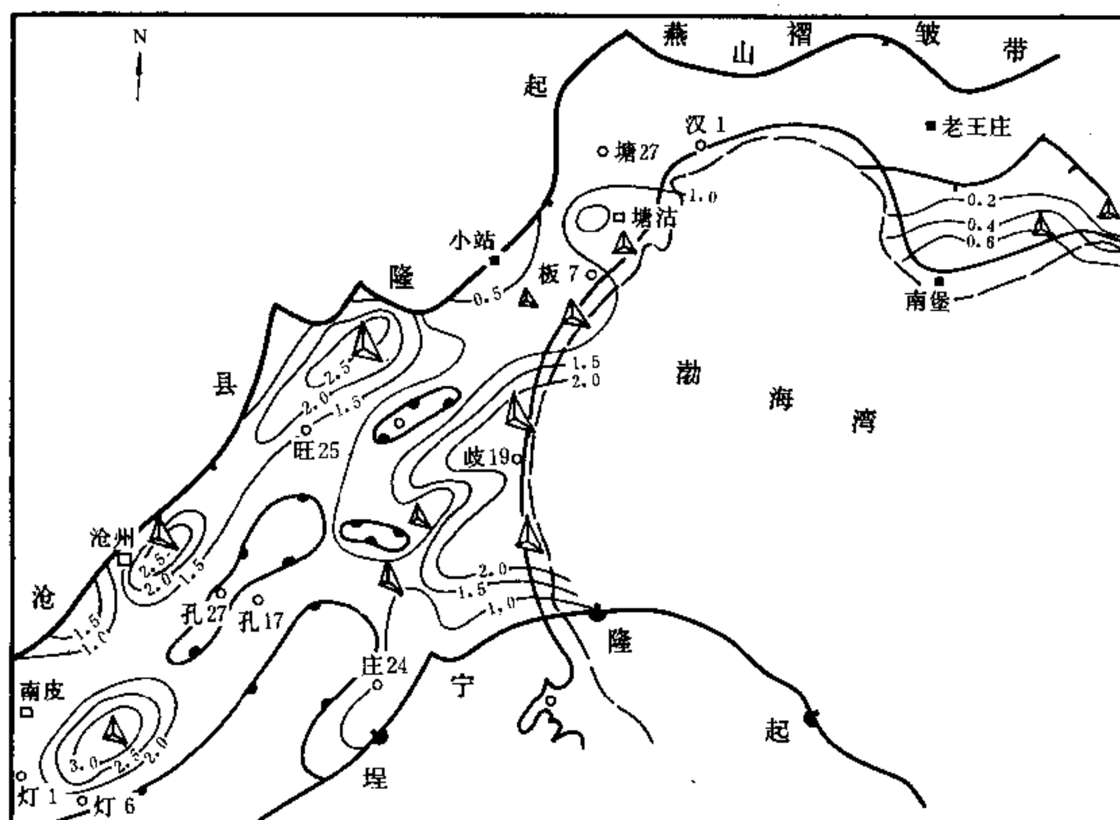


图 7-12　黄骅坳陷沙三段水化学类型图

图例同图 7-4，9

钠氯比高达 3 以上，水化学类型复杂，反映出坳陷周边次要水源补给的影响。

图 7-12 表明，沙三段沉积时期，港西、孔店及羊三木凸起围斜，地层水明显变淡，钠氯比升高，反映了地层水受局部水源影响而产生的淡化作用。

3. 下第三系始新统高矿化度含水组合

始新统孔店组为膏盐湖相沉积，主要分布在坳陷南部沧东、南皮凹陷。地层总厚 2000 米。由于膏盐湖相沉积水介质所决定，形成一套高矿化度含水组合，地层水总矿化度为 20000～50000 毫克／升，变质程度高，钠氯比小于 1 或等于 1。重碳酸根仅 400～600 毫克／升。水型以氯化钙型为主，水化学类型比较单一，为氯化物钠水及氯化物重碳酸盐钠水。水化学成分中的六项离子，其中阳离子当量百分含量钾钠小于钙；阴离子中氯根大于重碳酸根，硫酸根几乎等于零。

孔南地区存在沧东、南皮高矿化度异常区，它们被中央隆起孔店构造带所分割，总矿化度为 30856 毫克／升。孔店凸起围斜，由于淋滤水作用，水交替强度增加，重碳酸根含量升高，氯根含量降低，自南向北水型由氯化钙型转化为重碳酸钠型。

4. 前第三系潜山含水组合

按照潜山所处的区域构造位置，地层水可分两类。

(1) 坳陷内部潜山—高矿化度咸水　坳陷内部前第三系潜山多被下第三系直接覆盖，封闭条件好，开启程度低，一般为高矿化度咸水，总矿化度在 22000～50000 毫克／升，钠氯比小于 1.05，水型为重碳酸钠及氯化钙型水。水化学类型比较单一，主要是氯化物重碳酸盐钠水及氯化物钠水（表 7-13）。从表 7-13 中可知北区港西、大中旺、塘沽等奥陶系灰岩

表 7-13　黄骅坳陷前第三系地层水性质数据表

类别		坳陷内部潜山					坳陷周边潜山		
潜山名称		风化店	黑龙村	港西	大中旺	塘沽	小韩庄	老王庄	柏各庄
代表井 / 水性		枣 55	徐 12	港 1	旺古 1	塘 19	增 2	南 10	南 13
时代		Mz	O_2	O_2	O_2	O_2	Z	O_2	C_1
总矿化度(mg／L)		55375	8334	31643	46332	13564	2161	2048	1494
阳离子(%)	K^++Na^+	27.71	23.60	47.42	47.86	49.32	48.93	33.33	48.16
	Mg^{++}	0.06	6.22	0.74	0.38	0.68	0.36	6.67	1.27
	Ca^{++}	22.23	20.28	1.84	1.76	0	0.71	10	0.63
阴离子(%)	Cl^-	49.74	43.36	45.22	45.34	42.57	32.14	18.33	12.66
	SO_4^{--}	0.06	4.02	0.24	0.78	1.99	11.79	16.67	0
	HCO_3^-	0.20	2.62	4.54	3.88	5.44	1.79	15.00	34.81
Na^+/Cl^-		0.56	0.54	1.05	1.06	1.16	1.52	1.82	3.80
水型		$CaCl_2$	$CaCl_2$	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$	$NaHCO_3$
水化学类型		$Cl^-\cdot Na^+$	$Cl^-\cdot Na^+\cdot Ca^{++}$	$Cl^-\cdot Na^+$	$Cl^-\cdot Na^+$	$Cl^-\cdot Na^+$	$Cl^-\cdot SO_4^{--}\cdot Na^+$	$Cl^-\cdot SO_4^{--}\cdot HCO_3^-\cdot Na^+\cdot Ca^{++}$	$Cl^-\cdot HCO_3^-\cdot Na^+$

潜山，地层水总矿化度20000～30000毫克／升，钠氯比为1左右，为重碳酸钠型水。南区孔店中生界潜山地层水变咸，总矿化度为50000毫克／升，变质程度较高，钠氯比小于1，为氯化钙型水。

坳陷内部潜山水性质和下第三系地层水具有一致性。现以港西、孔南风化店潜山为例来说明（表7-14）。

前第三系地层水性质之所以和下第三系的相似，在于下第三系沉积水与潜山地层水的强交潜作用。

（2）坳陷边部潜山—低矿化度淡水　坳陷周边潜山多为下古生界，前古生界基岩潜山长期裸露，风化淋滤，下第三系缺失，上第三系馆陶组及明化镇组直接超覆在其上。由于缺少区域隔层，新老地层水相互串通，并且和老山大气降水有一定联系，处于强交替环境，保存条件差。地层水性质具有低矿化度、低变质程度的特点。矿化度一般为2000～3000毫克／升，钠氯比高达2～5，水型均为重碳酸钠型，水化学类型复杂多变，主要有重碳酸盐氯化物钠水及氯化物重碳酸盐钠水。地层水性质和上覆馆陶—明化镇组基本一致。例如北部地区柏各庄潜山南8井，中奥陶系灰岩潜山地层水总矿化度2234毫克／升，重碳酸根含量1434毫克／升，氯根含量仅160毫克／升；相邻南22井馆陶组地层水总矿化度2518毫克／升，重碳酸根含量1449毫克／升，氯根含量319毫克／升。

表7-14　黄骅坳陷潜山地层水与下第三系水性对比表

地　区	潜山名称	时　代	岩　性	代表井	总矿化度（mg／L）	$\frac{Na^+}{Cl^-}$	水　型	水化学类型
中区	港　西	Es_3	砂岩	港深38	18392	1.13	$NaHCO_3$	$Cl^- \cdot Na^+$
		O_2	石灰岩	太5	22352	1.04	$NaHCO_3$	$Cl^- \cdot Na^+$
南区	孔南风化店	Ek_2	砂岩	枣40	36399	1.11	$CaCl_2$	$Cl^- \cdot Na^+$
		Mz	安山岩	枣51	52614	0.58	$CaCl_2$	$Cl^- \cdot Na^+ \cdot Ca^{++}$

上述四套含水组合的地层水性质在平面上的分布及变化表现为，地层水总矿化度北低南高；坳陷周边水淡，凹陷主体水咸；凸起围斜水淡，二级带倾没部位水咸；油田边部水淡，主体部位水咸。

三、地层水性质与埋深的关系

地层水性质和埋深的关系十分密切，主要表现在两个方面：

1. 埋藏深度增加，地层水总矿化度升高

随着埋藏深度的递增，地层水总矿化度有规律地升高。在深度与矿化度两向图上呈明显的线性关系。以歧口凹陷为例（图7-13），地层由浅到深，地层水总矿化度由低升高。但是上下第三系地层水矿化度变化梯度不同。埋深在1000～2100米的上第三系明下段与馆陶组，地层水总矿化度由2000毫克／升逐渐上升到4000毫克／升，递增幅度小；2100～2600米的下第三系东营组及沙河街组，油田水总矿化度由7000毫克／升迅速上升到11000毫克／升，增长幅度较大。2100米附近存在明显的拐点，说明上下第三系之间水性的差异和不同的含水系统。埋藏深度在2600米以下，油田水矿化度高低悬殊，变化在10000～40000毫克／升之间，港东沙二、三段油田水总矿化度可达190000毫克／升，水型由重碳酸钠型被

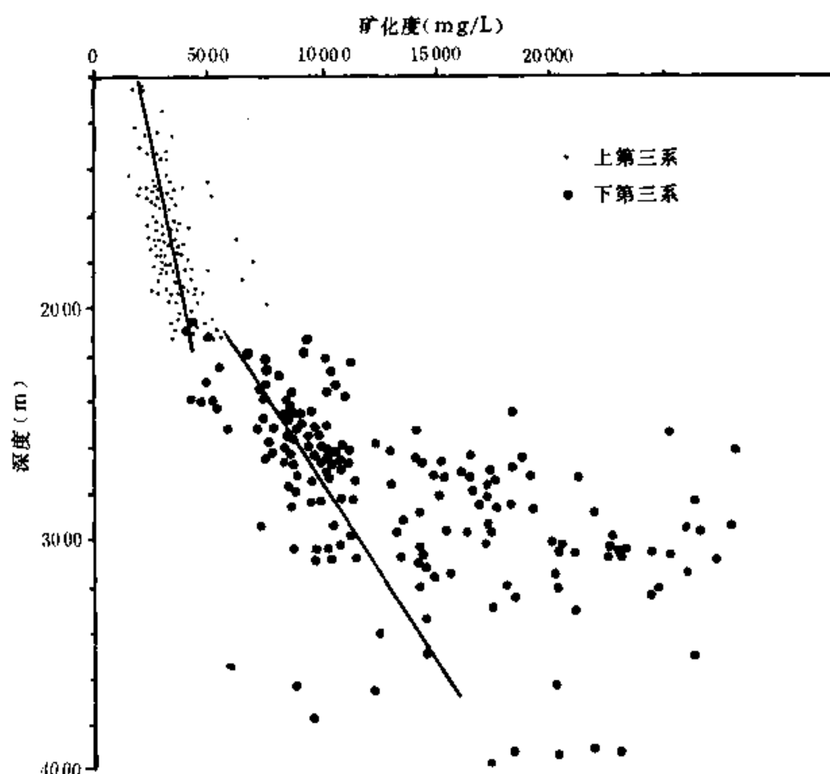


图 7-13　岐口凹陷地层水矿化度与埋深关系图

氯化钙型水所替代，地层水性质和埋深的线性关系已不存在。

岐口凹陷地层水纵向分布的三段式特征是不同层系压实程度、岩性组合以及封闭性的综合反映。上第三系不仅埋藏浅，而且属河流相碎屑岩沉积，因此地下水活跃，封闭性差，纵向上地层水性质变化梯度小。下第三系属湖相沉积，压实程度和封闭性较高，水性变化梯度增大。2600 米以下的沙河街组，由于深埋，处于良好的封闭环境，沉积水高度浓缩，出现高矿化度氯化钙型水。地层水总矿化度时大时小，高低不一，和埋深失去相关性。这种封闭的水化学环境和异常压力分布具有一致性，即和超压油气藏的纵向分布相吻合。例如北大港构造带港中及马西深层油田，埋深在 2600 米以下，矿化度不等的地层水和压力系数大于 1.28 的超压油气藏相伴生（表 7-15）。

表 7-15　岐口凹陷水性与压力系数关系表

油　田	层　位	代表井	深　度 (m)	总矿化度 (mg/L)	水　型	压力系数
港　中	沙二、三段	港 305	2780～2802	15261	$NaHCO_3$	1.28
唐家河	沙一段下部	新港 95	3020.8～3032.4	21449	$NaHCO_3$	1.32
马　西	沙一段下部	港深 16	3875.6～3992.4	18364	$NaHCO_3$	1.36
马　东	沙一段	港深 10	3675～3890	9450	$NaHCO_3$	1.36
	沙二段	港深 23	4143.4～4204.4	141596	$CaCl_2$	1.42

表 7-15 说明，埋深在 2600 米以下的高矿化度异常区往往是超压油气藏分布区，可以作为寻找油气藏的标志。地层水性质和埋深的相关性，在坳陷南北地区同样存在。南皮、沧东凹陷地层水和埋深存在良好的线性关系。埋深在 1400～3600 米的沙河街组、孔店组及中生界，不同层系之间尽管存在沉积间断，但是水性与深度两者之间却具有相似的斜率，总矿化度由 12000 毫克／升逐渐递增到 50000 毫克／升（图 7-14）。仅个别分析点落在趋势范围以外。说明埋藏深度和封闭性有直接关系，一般情况埋藏浅，保存条件差；埋藏深，保存条件好。油田水矿化度随埋深加大而升高，和该区原油密度自上而下由重变轻具有一致性。预示深层有希望找到轻质油。

南堡凹陷地层水属低矿化度淡水，地层水矿化度也是随深度增加而升高，但其分布特点不同于中、南区。埋深为 1800～2300 米的上第三系油田水保持同一斜率，矿化度由 1200 毫克／升逐渐上升到 2600 毫克／升；2400～3400 米的东营—沙一、二段，油田水矿化度由 3000 毫克／升有规律地上升到 6000 毫克／升，纵向上变化趋势值基本一致。3000～3900 米的沙三段油田水性质分布变化特殊，它们位于图的左下侧，水性出现反常现象，矿化度一般低于 6000 毫克／升，小于上覆东营—沙一、二段的矿化度，水性和埋深几乎不存在任何关系（图 7-15）。和沙三段低矿化度淡水相共生的油藏压力系统，属异常压力，压力系数一般大于 1.2（表 7-16）。3000 米以下的低矿化度、高压淡水，反映沙三段近水源的沉积水介质与水下扇网状水道砂体，在地史发展过程中处于良好的封闭状态，这种淡水超压油藏和歧口

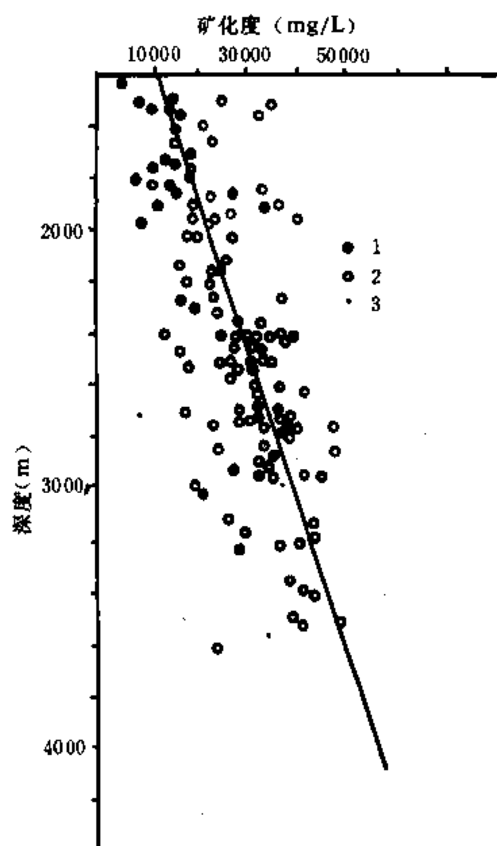


图 7-14 南皮—沧东凹陷地层水矿化度与埋深关系图

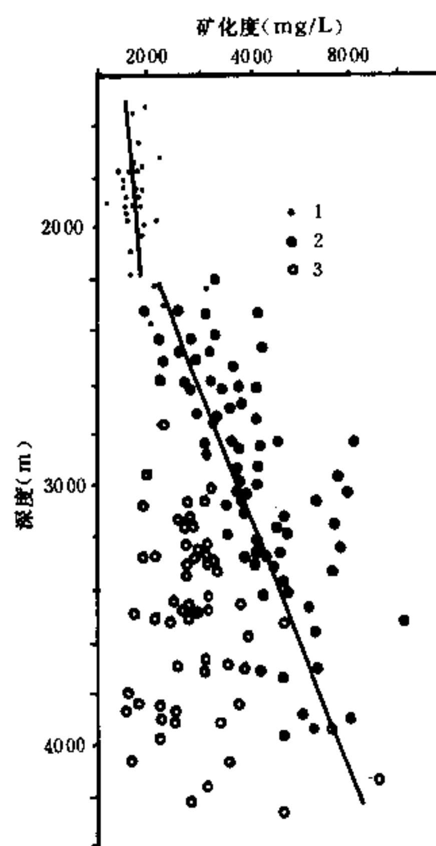


图 7-15 南堡凹陷地层水矿化度与埋深关系图

表 7-16　高尚堡油田沙三段油田水性与压力关系表

断　块	层　位	代表井	井　深 (m)	总矿化度 (mg／L)	水　型	压力系数
地垒块	沙三段	高 2	2961～3229.4	3582	$NaHCO_3$	1.23
		高 5	3322.4～3324.4	3520	$NaHCO_3$	1.32
		高 9	3269～3287	4677	$NaHCO_3$	1.311
北坡	沙三段	高 23	3688.4～3997.8	1610	$NaHCO_3$	1.24
高东	沙三段	高 13	3520～3526	3470	$NaHCO_3$	0.994

凹陷 2600 米以下处于封闭环境的高矿化度异常压力油气藏具有一定的相似性。

2. 纵向上地层水性质突变，是沉积间断的反映

对比歧口凹陷北大港构造带不同层组的地层水性质可以看出，馆陶组与东营组、沙三段与前第三系地层水有较大差异，总矿化度后者大致相当于前者的两倍，表明上下第三系之间，第三系与前第三系之间存在大的沉积间断（表 7-17）。

表 7-17　北大港构造带地层水矿化度对比表

水性＼层位＼构造		港　西	港　中	港　东	唐　家　河
总矿化度 (mg／L)	Ng	8161	4643	4567	4854
	Ed	11127	6822	8104	9293
	Es_3	16926	16564	9723	／
	O_2	31643	／	／	／

南堡凹陷高柳地区沙一与沙三段地层水性质的变化出现反常情况。沙三段地层水总矿化度一般低于 4000 毫克／升，反映变质系数的钠氯比为 2～4；上覆沙一、二段地层水总矿化度为 6000～9000 毫克／升，钠氯比为 1.19，比沙三段总矿化度高 1 倍以上。这种反常现象，与该区沙三段沉积末地层抬升，遭受侵蚀，造成外来水侵入，地层水淡化有关。类似现象在美国堪萨斯亦存在，该区上二叠统地层水矿化度为 10000 毫克／升，其下奥陶系则为 5000 毫克／升，证实矿化度突变和沉积间断有关。

第三节　油气水性质的组合关系

坳陷内油气水性质三者之间存在明显的相关性，根据成因条件分为二种组合：

一、重油、轻气、淡水组合

即高相对密度、高胶质沥青质含量、低含蜡的重油，低相对密度、高甲烷丰度的轻气，与低矿化度、重碳酸钠型淡水相伴生。这种重油、轻气、淡水共生组合分布在中、北区上第三系与下古生界高潜山，埋藏深度一般不超过 2000 米（表 7-18）。

表 7-18 黄骅坳陷重油、轻气、淡水共生组合油、气、水性质数据表

油田或断块	代表井	层位	井深 (m)	油		气		水	
				密度 (g/cm^3)	含蜡 (%)	相对密度	甲烷 (%)	总矿化度 (mg/L)	水型
港 西	港 13	Ng	1359.1～1408.8	0.9018	7.58	0.6144	92.13	7380	$NaHCO_3$
港 东	港 14	$Nm_下$	1538.2～1541.2	0.9648	4.17	0.5843	95.86	2252	$NaHCO_3$
羊三木	羊 3	Ng	1362～1388	0.9603	5.25	0.5984	93.98	4141	$NaHCO_3$
孔 店	孔 33	Ng	1342.8～1350.2	0.9642	6.3	/	/	6375	$NaHCO_3$
羊二庄	庄 39	$Nm_下$	1617～1632	0.9329	5.45	0.5889	94.35	4950	$NaHCO_3$
埕 北	庄 6	Ng	1388.2～1420.2	0.9502	10.52	/	/	5955	$NaHCO_3$
高尚堡	高 37	$Nm_下$	1709.2～1778	0.9325	7.03	0.5649	97.6	1601	$NaHCO_3$
柏各庄	南 8	O_2	1535.11～1548.77	1.0395	3.19	0.5738	96.07	2077	$NaHCO_3$
潜 山	南 13	€	1330～1333	0.9917	2.12	0.5799	95.21	1742	$NaHCO_3$

表 7-18 说明，原油密度在 0.90～1.0395 克／厘米^3、含蜡小于 10%的重油和相对密度在 0.57～0.66、甲烷含量在 90～96%的轻气，以及油田水总矿化度大多小于 5000 毫克／升的重碳酸钠型水相共生。图 7-16 说明，当油田水总矿化度变化在 1500～10000 毫克／升，原油密度在 0.8～1.0 克／厘米^3，伴生气中甲烷丰度在 70～96%时，随着油田水总矿化度的降低原油密度升高，伴生气中甲烷含量相应增大。

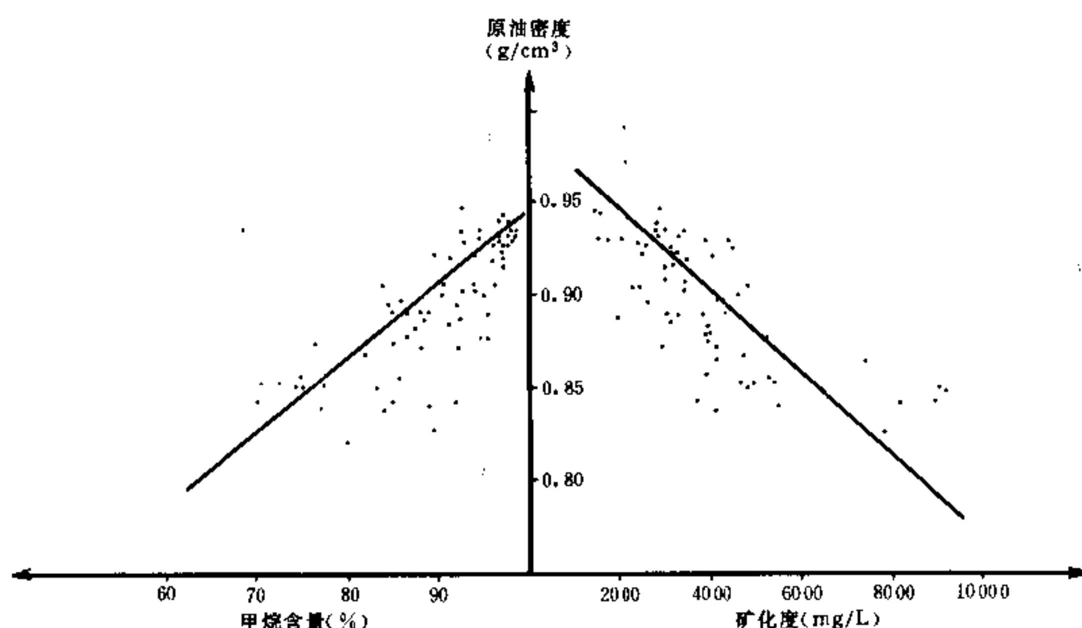


图 7-16 歧口凹陷上第三系油气水性质关系图

重油、轻气、淡水共生组合的平面分布具有一定的规律性。主要出现在坳陷内部二级构造带的凸起部位，主断层下降侧的浅层（上第三系）逆牵引背斜，坳陷边缘斜坡及周边下古生界古潜山顶部。由于产层埋藏深度一般小于 2000 米，油田水与地表水交替活跃，因而矿化度低，水型均为重碳酸钠。产层埋藏浅，油层温度低于 60℃，有利于微生物降解作用，使石蜡基原油遭到破坏而变为低蜡的环烷基原油，且含蜡量明显减少（亦与油气长距离运移有关）。同时由于油田水与地表水的交替作用，导致天然气组分中重烃的溶解和散失，甲烷组分愈来愈富集，形成高甲烷丰度的轻气。因此，重油、轻气、淡水共生组合是浅层油气藏所特有的共生组合，是在特定的构造与水化学环境下的产物。

二、轻油、重气、淡水组合

即低密度的凝析油、轻油与高重烃、高相对密度的伴生气，和低矿化度的油田水相共生。这种组合分布在板桥、南堡凹陷下第三系沙河街—东营组（表 7-19）。板桥凹陷沙一、二段及南堡凹陷东营组，原油密度一般为 0.76～0.82 克／厘米^3，伴生气中甲烷含量为 77～83%，相对密度为 0.68～0.73，显示出明显的轻油、重气的相关性。油田水性质比较稳定，总矿化度普遍为 5000～9000 毫克／升，水型均为重碳酸钠型水，反映出沉积水介质的淡水环境。

表 7-19　黄骅坳陷轻油、重气、淡水共生组合油、气、水性质数据表

油田或断块	代表井	层位	井深 (m)	油		气		水	
				密度 (g／cm^3)	含蜡 (%)	相对密度	甲烷 (%)	总矿化度 (mg／L)	水型
大张坨	板 52	$Es_1^{下}$	2650.6～2665.0	0.7637	0	0.7395	77.4	／	／
	板深 2	Es_2	3101～3107	0.7961	／	0.7392	78.45	5640	$NaHCO_3$
板中	板 3	$Es_1^{下}$	2774.4～2778	0.7616	9.31	0.7044	79.91	／	／
板北东	板深 15	$Es_1^{下}$	3671～3681	0.8050	12.06	0.6885	83.05	／	／
	板 831	$Es_1^{下}$	3503～3540	0.8221	10.19	0.7481	78.15	7705	$NaHCO_3$
板北	板深 13	Es_2	3840.4～3843.8	0.8119	7.91	0.6849	82.87	／	／
	板 6	$Es_1^{下}$	2870～3129	0.7511	／	0.7207	80.77	8994	$NaHCO_3$
北堡	北 2	Ed	3551.6～3572	0.7970	5.32	0.7055	81.92	13056	$NaHCO_3$

轻油、重气、淡水共生组合是近陆源沉积环境的产物。板桥凹陷紧邻沧县古隆起，不仅具有淡化水介质条件，而且汇集十分丰富的陆源有机质，生油母质类型以腐泥—腐植型为主，又具备较高的热演化条件。从而决定凹陷的流体性质为轻油（凝析油）、重气、淡水的共生组合。

三、重质油、轻气、咸水组合

该组合是以高密度、高粘度、高蜡、高沥青胶质及高凝固点的重质油与以轻气为主的伴生气和高矿化度、氯化钙型咸水相共生。分布在坳陷南部及大中旺—齐家务一带（表 7-20）。表 7-20 说明，沙河街组、孔店组及中生界不同层系原油密度在 0.87～0.94 克／厘米^3 的重质油和相对密度为 0.59～0.69 的天然气相伴生。在此范围内，随着原油密度的增加，

表 7-20　黄骅坳陷重质油、轻气、咸水共生组合油、气、水性质表

油田或构造	代表井	层位	井深 (m)	油		气		水	
				密度 (g/cm^3)	含蜡 (%)	相对密度	甲烷 (%)	总矿化度 (mg/L)	水型
上官屯	官 3	Es_1	1732～1746.4	0.9436	26.7	0.5900	95.01	16571	$CaCl_2$
	官 1	Ek_1	2440.2～2513.8	0.8719	23.97	0.6990	82.34	31347	$CaCl_2$
	官 68	Ek_2	2718～2769	0.8713	23.16	0.5915	83.89	/	/
	官 103	Mz	3395～3402.6	0.8757	31.17	/	/	42636	$CaCl_2$
枣园	枣 7	Ek_1	1846.8～1824.4	0.9000	24.59	/	/	34586	$CaCl_2$
	枣 40	Ek_2	2451.1～2466.1	0.8717	30.2	0.6164	90.29	36416	$CaCl_2$
	枣 55	Mz	2968.0～3020.0	0.8826	26.14	0.6355	85.66	64423	$CaCl_2$
段六拨	官 66	Ek_1	2939～3490.2	0.8695	27.1	0.6015	92.37	33974	$CaCl_2$
大中旺	旺 1	Es_1	2128～2130	0.9157	15.21	/	/	36702	$CaCl_2$
齐家务	旺 6	Es_1	1985.4～1999.0	0.9575	7.94	0.6018	94.39	17181	$CaCl_2$

伴生气相对密度减小，甲烷含量相应升高。

重质油和油田水也存在一定的相关性。从总体上看，随着重质油密度升高，地层水总矿化度逐渐降低，水型由氯化钙型被重碳酸钠型水所取代。黄骅坳陷南部重质油、轻气和咸水相共生，是南区封闭的沉积环境和有机质埋藏浅、低成熟的结果。

第四节　影响流体性质的地质因素

一、沉积环境的差异，造成地层水北淡南咸

始新世，由于沧县隆起和埕宁隆起的强烈抬升，在孔店凸起以南，形成闭塞型的湖湾，接受了一套碎屑岩、膏泥岩沉积。由于干旱环境与浓缩的沉积水介质，以致形成高矿化度的咸水。渐新世，燕山褶皱带剧烈抬升，黄骅坳陷中北区持续稳定下沉，受北部主物源影响，出现了大规模水进。这一时期夹持在沧县、埕宁两隆起之间，受孔店、羊三木凸起所阻隔的沧东、南皮凹陷处于半封闭型碳酸盐台地的沉积环境，因而构成了坳陷南区闭塞，水体稳定，中北区湖盆开阔，水体活跃，两种不同的沉积水介质条件，形成了坳陷内区域地层水北淡南咸的差异。

二、生油母质及成熟度的差异，导致原油性质南重北轻

沧东、南皮凹陷和歧口、板桥、南堡凹陷的地球化学特征有明显区别。坳陷南区的沧东、南皮凹陷孔二段生油母质类型主要为腐泥型。有机质丰度高，有机碳含量在 1.85～3.68%，氯仿沥青“A”含量在 0.15～0.28%。有机质埋藏浅，成熟度低，总烃含量为 862～1905ppm。主峰碳为 C_{23}—C_{31}，OEP 值为 1.16～2.91（表 7-21）。

坳陷中北区歧口、板桥、南堡凹陷沙河街组生油层的干酪根类型为腐泥—腐植型或腐植—腐泥型。有机碳含量在 1.08～1.85%，氯仿沥青“A”为 0.06～0.184%，总烃含量 259～

998ppm。成熟度高，主峰碳为 C_{12}—C_{19}，OEP 值仅 0.89～1.1。由于母质类型与成熟度的差异，坳陷南区主要生成高密度、高粘度、高胶质沥青质、高含蜡量、高凝固点、高初馏点的重质油和低相对密度的干气、伴生气。中北区主要生成成熟、高成熟的凝析油、轻油、中质油和凝析气、伴生气。形成坳陷南北不同的油气性质（表 7–22 和表 7–23）。

表 7–21 黄骅坳陷南北生油岩成熟度对比表

地区 \ 凹陷名称 \ 地球化学指标		正构烷烃			异构烷烃	
		主峰碳	$\frac{C_{21+22}}{C_{28+29}}$	OEP	法尼烷/植烷	姥鲛烷/植烷
南区	沧东、南皮	C_{23}—C_{31}	2.1～2.3	1.16～2.91	0.08～0.19	0.3～0.8
中北区	板桥、歧口、南堡	C_{12}～C_{18}	2.8～13.6	0.89～1.1	0.26～3.29	1.3～2.4

表 7–22 黄骅坳陷南北原油性质对比表

地区 \ 凹陷 \ 项目		原油性质				原油族组分(%)		
		密度 (g/cm^3)	粘度 (mPa·s)	胶质+沥青质 (%)	初馏点 (℃)	烷烃	芳烃	非烃+沥青质
南区	沧东–南皮	0.87～0.94	>100	24～31	>120	17～49	9～18	17～68
北区	歧口、板桥、南堡	0.76～0.87	<100	0～24.9	<120	47～76	7～16.9	6.7～31

表 7–23 黄骅坳陷南北天然气性质对比表

地区 \ 气性质	相对密度	甲烷 (%)	δC_1 (%)
南区	0.56～0.69	85.4～98.7	–47～–58.7
中北区	0.70～0.78	72～90	–47～–38

三、断层的通堵作用控制流体性质的分布和变化

断层是油气垂向运移的通道，控制流体性质的分布及变化，这已经被渤海湾油区大量勘探开发实践所证实。黄骅坳陷不仅下第三系沉积巨厚，断层发育，而且上第三系沉降幅度大，断裂活动强，与断层垂向运移有关的浅层油气藏广泛分布。断层通堵作用控制油气水性质的分布变化，表现在：

1. 断层通道控制浅层油藏流体性质

（1）断层通道控制浅层油藏流体性质的纵向变化　在断层通道区，上第三系原油密度随着垂向运移高度而增大，天然气中甲烷含量随着运移高度而升高，地层水矿化度则由高变低。流体性质的纵向变化严格受通道断层所控制。

（2）近断层通道区油轻、气重、水咸；远离通道区油重、气轻、水淡　确定油气运移可以应用地层水矿化梯度系数来衡量，所谓梯度系数，是指消除埋深和背景值的影响而显示出的地层水矿化度。其异常区就是通道区。常见的断层通道区有三种：

1）地堑型通道区。出现在逆牵引背斜构造顶部的对偶型张性断裂所构成的通道区，例如港东开发区；

2）网格型通道区。位于披覆构造主体，由正交断层所构成的通道区。如港西开发区；

3）“人”字型通道区。分枝断层与主断层交汇所形成的通道区。如王官屯油田。

实践证明自通道区中心平面上向外扩展，油气水性质明显分三区：即通道区、过渡区及氧化区。在通道区内油质轻，天然气重烃含量高，地层水矿化度较高。氧化区内油质明显变差，密度增大，胶蜡比升高，天然气重烃含量降低，油田水总矿化度降低，接近背景值。过渡区内流体性质介于上述两区之间。港东、港西开发区明下段流体性质平面分布清晰地显示出这一特点（表 7–24）。

表 7–24　断层两侧流体性质分布表

开发区	港西			港东		
类型	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
指标	通道区	过渡区	氧化区	通道区	过渡区	氧化区
原油密度（g／cm³）	＜0.92	0.92～0.94	＞0.94	＜0.88	0.88～0.93	＞0.93
胶质 + 沥青质／含蜡量（%）	＜1.2	1.2～2.0	＞2.0	＜0.8	0.8～3.0	＞3.0
重烃含量（%）	＞6	6～2	＜2	＞20	20～5	＜5
总矿化度（mg／L）	＞10,000	10000～4000	＜4000	＞5000	5000～3000	＜3000

类似上述现象在羊二庄、羊三木油田、南堡凹陷的北堡、老爷庙及高南浅层以及孔店南部孔东、孔西断裂构造带均存在。

2. 开启断层控制油藏流体性质的变化

以北大港构造为例，位于构造带中段的港中断块区及东段唐家河、马西深层构造，由于港东主断层的封堵性，东营组、沙河街组保存条件好，原油密度一般在 0.81～0.84 克／厘米³，天然气相对密度 0.67～0.72，地层水矿化度大于 15000 毫克／升。马东沙二、三段出现总矿化度高达 198087 毫克／升的氯化钙型水，由于纵向上的封闭性，产生高压异常区，该区沙河街组油层压力系数为 1.1～1.26，马西沙一段下部普遍在 1.35～1.48。板桥、大张坨、南大港主断层为封堵断层，相应地区油质轻，重烃含量高，油田水明显出现异常，地层压力系数高，油、气、水性质和压力系统保持了油藏形成的原始状态。相反，由于断层纵向上的开启，使原生油藏遭受氧化，油气逸散改造，油质变重，天然气变轻，地层水淡化。例如港西主断层下降侧港 45 井区，沙一段下部油层，因断层后期活动剧烈，失去封堵性，流体沿断层纵向串通，原油密度为 0.8823 克／厘米³，含蜡量仅 10.81%，胶质沥青质含量高达 29.11%。孔西断裂带沈家堡构造，由于纵向封堵不好，孔一段下部油质变稠，原油密度为 0.943 克／厘米³，胶质沥青质含量高达 47.95%，含蜡仅 9.3%。说明原油因开启断层影响而遭受氧化。

据有关资料研究，由于断裂活动强度、活动时间以及断层两侧岩界条件的差异，往往出现同一条断层不同部位封堵与开启的差异。因此，根据流体性质的变化可以进一步搞清断层性质，并且追踪寻找油气藏。

第五节　古水动力条件、流体性质与油气富集

一、黄骅坳陷区域古水动力环境的分析

1. 沉积水交替强度低值带与含油区密切相关

沉积水交替强度的概念，可用下式表示：

$$\overline{W}=\frac{Q_{流体}}{m\cdot h}$$

式中　$\overline{W}$——沉积水在储集层中的交替强度；

$Q_{流体}$——泥岩压实过程中挤出的流体总量；

m——储集层孔隙度；

h——储集层厚度。

可见沉积水交替强度，系指泥岩压实所挤出的流体体积与储集层孔隙体积之比。在其它条件不变的情况下，交替强度随进入流体量的增加而加大。流体在储集层中，将流向交替强度相对小的地区，所以，油气富集的有利地段包括含油气面积和油气运移的路线都与沉积交替强度低值带密切相关。本区沉积水交替强度值按大小可分为三个级别，即大于25米^3／米^{3}的高值区；10～25米^3／米^{3}的中值区和小于10米^3／米^{3}的低值区。

2. 古静压的降压区有利油气富集

当沉积盆地的水压系统是一个较封闭的整体时，地层水所承受的压力可看作是岩石在水中的重量。因此可以近似地用下式来计算：

$$P=H\ (\delta-1)$$

式中　H——某一时期末，覆盖于储集层上的地层厚度；

δ——岩石密度（大港地区岩石密度见表7-25）；

P——古静压力。

表7-25　大港油田第三系砂、泥岩密度

埋藏深度(m)	泥岩密度(g／cm^3)	砂岩密度(g／cm^3)
300～1000	2.00	1.83
1000～1500	2.20	1.95
1500～2000	2.26	1.96
2000～2700	2.33	2.06
2700～3500	2.45	2.23

古静压与地层厚度及岩石密度有关，按压力值大小可分为高压带和低压带。邻近高压带的降压区或为两个相对高压带所夹持的降压区有利于油气富集。高压带是油气在储集层中运移开始的部分，邻近该带的相对低压区，只要有良好的圈闭以及水动力条件相应密切配合，即能形成油气富集区进而形成油气藏。板桥油田，港中—唐家河开发区，周清庄油田均属此类。而王徐庄油田，王官屯（沙一段）油田，则是两边相对高压带所夹持的降压区。

3. 淋滤水分布及其对油气的影响

本区淋滤成因的水，主要由于构造原因造成地层缺失，使地表水沿沙一段古露头或不整合面渗滤而成。因此，淋滤水影响区，水质淡化、重碳酸根升高、钠氯比值高、钙镁比一般减少。本区除沧县、埕宁两个古陆为外部淋滤区外，沈青庄、港西、孔店及徐杨桥等地区，是坳陷内的主要淋滤区。然而，淋滤水影响范围与断层封堵程度及地层产状有关。地层产状与淋滤水运动方向一致时，淋滤水影响范围大；反之，影响范围则小。淋滤水是油气聚集的不利因素，其结果是油气遭受氧化破坏。孔店东北坡沙一段油质很重（孔 47 井，原油密度 0.9372 克／厘米^3）便是例证。但是，由于淋滤水区系统造成的水压往往与沉积水压方向相反，可能是形成与沉积水压达到平衡的一个建设性因素。因此，离开淋滤影响区，在淋滤水与沉积水接触面附近，是油气聚集的水文地质条件。

二、古水动力局部平衡，控制油气富集

流体在储集层中运移、聚集、受沉积水交替强度、沉积水静压力以及淋滤水运动所控制，即受古水动力条件所控制。通过沙一段古水动力条件与油气运移、聚集关系的研究表明：坳陷内古静压的压降方向，控制油气运移的基本方向；沿沉积水交替强度低值带，是油气运移的主要路线，位于运移主要路线上的圈闭，是形成油气藏的重要条件。目前勘探所发现的沙一段油田，都处于压力平衡带中（图 7–17，图 7–18）。

以港中—唐家河开发区为例，该区产层为沙一段滨海油组。根据水动力资料，流体性质以及地质资料的分析，油气运移的主要方向是近东西向及南东东—北西西向。该方向的水动力将油气推向滨南半边构造的高部位。同时，由于来自东南很强的静压和交替强度，以及来自西面的交替强度形成很大的压力坡度，使压力达到平衡。由上倾尖灭造成的岩性油藏的水动力特点是压力平衡带位于尖灭线以下一定距离。因而出现高部位产水、低部位出油。如港 365 井。沙一段下部油层，储集层静压方向自北而南，交替强度及尖灭端孔隙毛管压力则自南向北，在港 365 井附近形成两个方向压力的平衡。所以，该井出油，而在其上倾部位的港 363 井测试出水。

当压力未达到平衡，油气则继续沿压降方向运移，直至平衡为止。如王徐庄油田，为渗透性良好的螺藻鲕灰岩含油。歧 605—歧 6 井断层将油田分成东西两块，油水界面东高西低，高差达 140 米（东面歧 616—626 井区为−2060 米，西侧歧 612—640 井区为−2200 米）。根据对馆陶组前古构造分析，歧 3 井附近为古高点，圈闭范围在西侧恰与现在的油水边界一致，但东侧差别大，根据对实测地层压力的资料分析，王徐庄油田属泄压区，且东断块泄压较西部断块大（表 7–26），由于压力失去平衡而使油气进一步运移。油田处在古静压北东—南西的压降和同向分布的交替强度低值带相叠加的位置，因而存在较大的压差，使含油面积一开始就向西偏移，造成油水界面东高西低。部分油气从歧 18 井附近的圈闭溢出点沿压降向羊三木方向运移。此后，断层活动又造成纵向泄压的结果，导致东部油水界面进一步收缩（图 7–19）。

综上所述，达到压力系统的局部平衡，是油气聚集的基本因素。这些压力包括古静压、

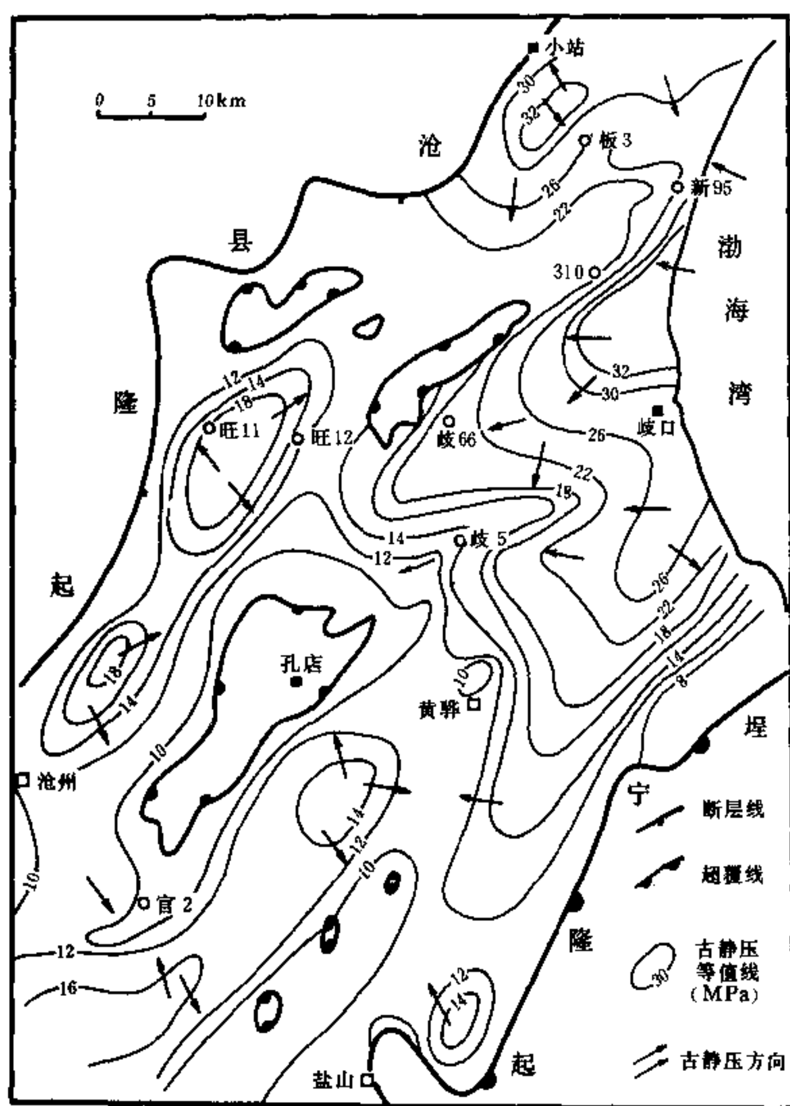


图 7-17 黄骅坳陷中南部沙一段古静压图

沉积水交替强度淋滤水压头，还包括油柱高度造成的压头。研究压力系统的相互关系，可预测油气分布。

三、浅层水化学异常，是寻找浅层油藏的重要依据

黄骅坳陷由于多期断裂活动引起深部地层水沿断层上窜，形成浅层水化学异常。例如北大港构造带明下段水矿化度一般为 3940 毫克／升。但在港东油田通道区内总矿化度达 6000 毫克／升，最高 8434 毫克／升；港西开发区通道区则大于 10000 毫克／升，最高达 21652 毫克／升。深层高矿化度地层水上窜，一直影响到明上段浅层水的水质（埋深在 300～600 米），因此，应用浅层水化学资料，可以做为寻找油气藏的标志之一。

通过黄骅坳陷及周边 131 口水井资料整理表明，浅层水总矿化度小于 900 毫克／升的低值区，分布在坳陷西侧和坳陷南端，以及塘沽以北地区。总矿化度为 900～1400 毫克／升的中值区，主要分布在天津、青县一带，以及沧市至盐山一线以南。大于 1400 毫克／升的高

值区，分布在大港、沧市、黄骅、盐山及其以东地区。从水化学类型来看，低值区主要是重碳酸盐钠水；中值区和高值区主要由重碳酸盐氯化物钠水组成，浅层水异常区均分布在中、高值区内，以高值区为主。已发现八个矿化度局部异常：即北大港异常、盐山异常、枣园—舍女寺异常、东光异常、羊三木—孔店北异常、刘官屯异常、青县异常和小韩庄异常等。除东光之外，总矿化度皆在1300毫克／升以上。通过钻探，已证明北大港、羊三木—孔店、刘官屯、枣园—舍女寺、盐山五个异常为浅层油田或见油气流；只有小韩庄凸起未见油气显示。证明浅层水异常是找油的重要标志之一，异常内的浅层圈闭是找浅油藏的有利地区。

浅层水化学异常不只是油气水上窜的结果，深部高矿化度地层水沿断裂垂向运移至浅层也可能形成异常区。而且在隆起或凸起上往往出现与隆起、凸起范围大致吻合的相对高值区。因此，发现浅层水异常之后，则有必要测定水中苯、酚、萘等微量有机质的含量，以正确判断异常与油气的关系。

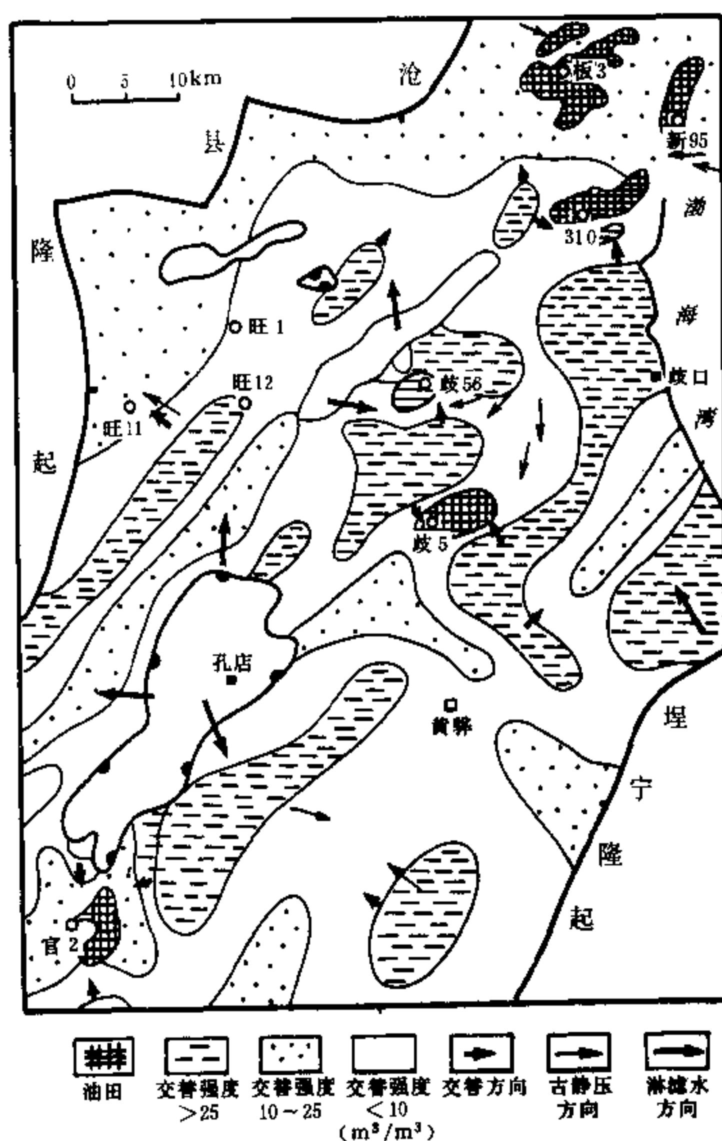


图7-18 黄骅坳陷沙一段古水动力条件与含油关系图

表 7-26　王徐庄油田沙一段压力数据表

断　块	井　号	计算地层压力 (MPa)	实测地层压力 (MPa)	压力差值 (MPa)
东断块	617	21.94	19.52	−2.42
	616	22.17	19.82	−2.35
西断块	歧 9	22.26	20.88	−1.38
	歧 5	22.84	21.72	−1.12
	歧 18	23.03	21.61	−1.42

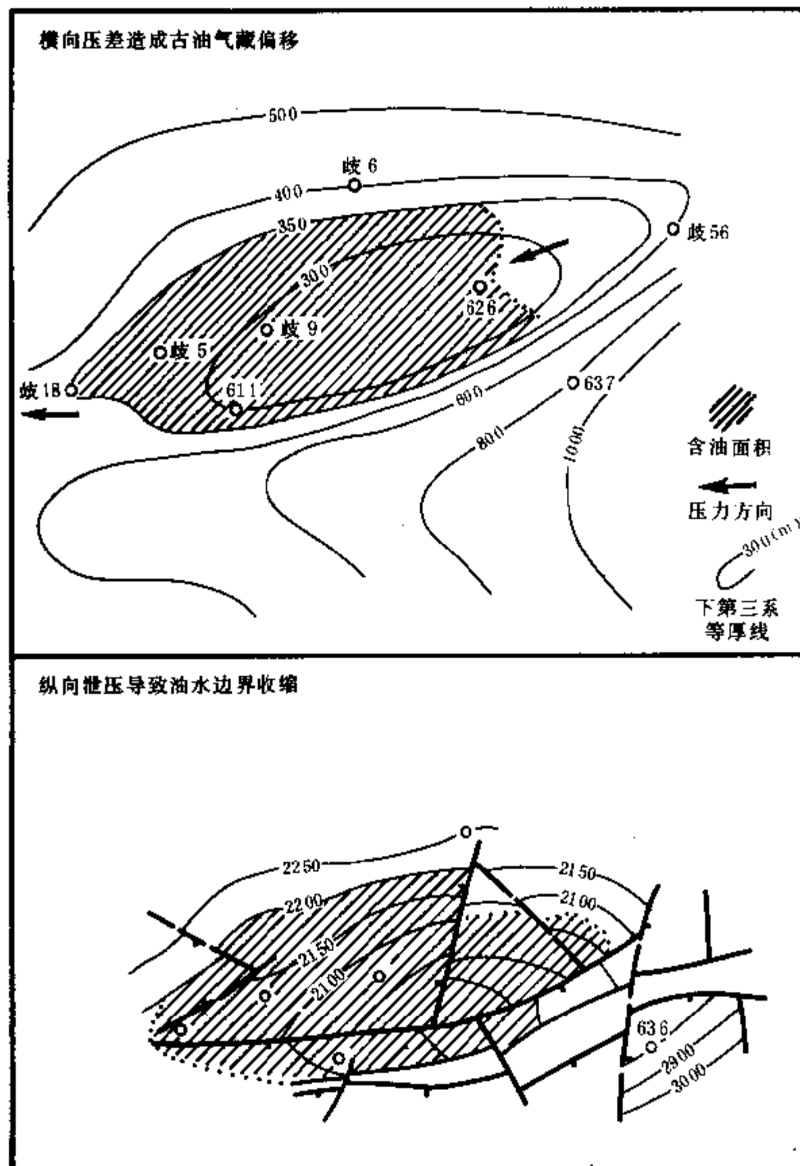


图 7-19　王徐庄油气藏形成与水动力关系图

四、轻油质是油气高产的重要条件

油气藏能否高产，除决定于圈闭大小，油层厚薄、储油物性好坏之外，原油性质的好坏也是控制油井高产的重要因素。据统计，在上述条件接近的情况下，油质轻、原油性质好，则单井相应产量高。例如孔店南部、小集与枣园油田，产层与油层厚度基本相似，由于小集油田原油性质优于枣园油田，所以前者平均单井日产远远高于后者（表 7-27）。

埋深在 3500 米以下的高压低渗油层，轻油质、高气油比，对油井能否高产更为重要。典型实例为马西深层油田，主力油层沙一段下部，埋深在 3800～4000 米，砂岩储集层平均孔隙度仅为 14%，平均渗透率为 14×10^{-3} 二次方微米。由于原油密度为 0.8496 克／厘米^3，粘度 7.13 毫帕秒，气油比 300 米^3／吨以上，压力系数 1.47。单井平均自喷原油 50 吨／日，天然气 15000 米^3／日，成为歧口凹陷深层高产油田。分析其高产的重要条件是轻油质、高压、高气油比、弥补了深层碎屑岩储集层由于压实作用而出现低渗的缺陷。

表 7-27　小集、枣园油田产量对比表

油田	产层	油层总厚 (m)	生产方式	平均单井日产 (t)	原油性质				
					密度 (g／cm^3)	粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	凝固点 (℃)	胶质+沥青质 (%)
小集	Ek_1	50～60	自喷	30～50	0.8785	11.12	22.37	31	25.39
枣园	Ek_1	45～60	抽汲	8～18	0.9153	418.52	14.86	27	27.21

第八章 天 然 气

黄骅坳陷不仅蕴藏着丰富的石油，而且还赋存大量的天然气资源。截至1984年底，钻遇天然气层井（包括探井、生产井）共559口，占坳陷总井数的18.4%，其中上第三系气层井415口，下第三系气层井144口，经测试获得工业气流井113口，其中上第三系气井10口，下第三系气井103口。包括油藏气顶在内共发现了18个含气构造，按发现顺序排列如下：港西、白水头、王徐庄、港东、唐家河、沧市、王官屯、羊三木、港中、板桥、沈青庄、羊二庄、孔店、大张坨、大中旺、高尚堡、北堡、齐家务等。探明伴生气（溶解气）储量与气层气储量之比大致为2∶1。

黄骅坳陷天然气勘探是伴随石油勘探进行的。1973年以前，由于钻井工艺比较落后，还未能掌握钻开高压气层的技术，天然气勘探发展十分缓慢。1974年以后，随着需求气量的增加，尤其是相继给天津市和沧州化工厂供气，促进了大港油田的天然气勘探，确定了“油气并举”的勘探方针。同时大力加强天然气的研究，以寻找新的气源。1982年开展了煤成气的研究；1983年发现了生物气；1984年首次对黄骅坳陷天然气进行了成因分类，并提出了寻找各类型气的勘探方向，同年进行了天然气生气量和聚集量的计算机模拟计算和远景评价。这些研究为全面规划大港油田天然气的勘探前景，寻找新气源提供了重要依据，为逐年增加天然气储量奠定了物质基础。

第一节 天然气分布特征

天然气与石油相比，具有比重轻、流动性更强、且易溶于水等特点，可成单相或以溶于石油、地下水等形式存储于岩石孔隙内，对储集层岩性、物性、埋藏深度要求不高，但对盖层要求较严。因此天然气不仅可储藏在砂岩、石灰岩、生物灰岩等孔隙性储集层之中，而且非储集层如泥岩、白云岩、火山岩等易形成裂缝的岩石也可以高产天然气。在黄骅坳陷孔隙度小于5%，渗透率小于0.01×10^{-3}二次方微米的任何岩石，均可作为天然气的储集层，80%的探井都见有天然气显示；从埋深看，500～4700米都获得了天然气流，钻探的19个二级构造带中有10个二级带、18个构造分布有气层，表8–1及图8–1说明黄骅坳陷天然气分布十分广泛。

一、黄骅坳陷天然气平面分布

黄骅坳陷石油和天然气共存，又处于相同的地质背景，因而天然气与石油具有基本相同的规律性。无论从天然气储量或产量来看，都具有南少北多的特点，从一个生油气凹陷来看，天然气富集程度由凹陷边缘向凹陷中心增多，这种平面上的富集规律受两大因素控制。

1. 生油气层母质类型及演化程度控制坳陷南北天然气资源的丰富程度

黄骅坳陷天然气资源南少北多的事实已被公认，形成这种格局的主要原因，是由于生油气母质类型及演化程度的不同。

其一，黄骅坳陷南区主力生油气层为孔二段，生油母质为Ⅰ型（腐泥型）干酪根，主要由一些藻类组成。这类干酪根是生成石油的主要母质，仅能生成少量天然气，这就是南区天

表8-1 黄骅坳陷天然气

含气构造名称	发现日期	发现井号	层位	井段(m)	工作制度(m/m)	产量			压力(MPa)			
						油(t)	气(m^3)	水(m^3)	静压力	流动压力	饱和压力	临界压力
港西	1965.3	港3	明化镇组	1113.6~1133.1	42	少量	138000					
白水头	1965.10	港20	沙一段	3147.6~3152.0	6	2.24	12495	0.31		5.96		
王徐庄	1966.4	歧3	沙三段	2043.0~2053.0	15	181	215000		21.08	19.41		
港东	1966.10	港202	明化镇组	1813.0~1815.0	5		17000			6.76		
唐家河	1969.7	港64	东三段	2261.4~2289.0	3	少量	16506		24.05	23.85		
沧市	1971.2	沧1	沙一段	1810.4~1821.6	4		16158		17.43	9.88		
王官屯	1971.5	官3	沙二段	1752.0~1768.0	5.5	5.46	55900		17.76	16.59		
羊三木	1971.11	羊10-10	馆陶组	1347.3~1394.0	4		16500			13.02		
港中	1972.10	港306	沙一段	2559.8~2584.4	4		57385	少量	32.89	30.89		
港中	1972.12	新港53	东营组	2340.6~2350.4	4		38500		32.93	22.58		
板桥	1973.12	板3	沙一段	2774.4~2778.0	6	108	31191		31.11	30.04	30.72	
沈青庄	1974.4	沈1	沙二段	1945.6~1952.6	5		44727					
羊二庄	1974.8	庄7-13	馆陶组	1911.0~1925.2	25		513000					
孔店	1975.3	孔1002	馆陶组	1402.8~1426.6	11		115000					
大张坨	1975.5	板52	沙一段	2650.6~2665.0	10	97.8	221780			27.4		
大中旺	1975.10	旺21	沙一段	1638.0~1648.0	5		44416					
高尚堡	1981.10	高9	沙二段	3018.0~3023.0	4	少量	35205		37.34	29.96		
北堡	1986.3	北10	东二段	3151.0~3160.0	5	12.2	27536	0.38	31.86	17.33		
齐家务	1986.5	旺1106	沙一段	1898.4~1908.0	4		30443					

分布及代表井数据表

温度(℃)		气油比	原油物性					天然气性质				凝析油含油	气藏类型
油层深(m)度/温度	临界温度	(m^3/t)	密度 (g/cm^3)	粘度 (50℃) (mPa·s)	含蜡 (%)	胶质加沥青质 (%)	凝固点 (℃)	甲烷 (%)	重烃 (%)	N_2 (%)	CO_2+H_2S (%)	(g/m^3)	
			0.9235	83.74	9.7	14.42	2	88.09	3.08	1.25	7.56		纯气藏或气顶气藏
		5578	0.7793	20℃ 1.25			2	85.4	13.19	0.28	1.03	206	凝析气藏
		1190	0.8539	7.0	12.05	7.7	23	78.92	20.42	0.16	0.25		气顶气藏
								91.13	7.10	1.51	0.60		纯气藏或气顶气藏
			0.7494	0.7421				85.82	12.32	1.45	0.60		气顶气藏
								98.79	0.20	0.80	0.20		纯气藏
		10221	0.8979	54.39	4.98	27	−6	95.01	2.72	2.61	0.20		气顶气藏
								95.41	2.52	1.13	0.81		气顶气藏
								84.22	14.66	0.57	0.65		油环气藏
								85.72	11.81	1.06	1.51		气顶气藏
2776.2/98	0℃(板6井)	289	0.8274	3.02	10.93	<3	26	71.41	26.57	0.63	1.26	506	凝析气藏
								96.42	2.62	0.62	0.35		纯气藏
								86.15	11.35	2.03	0.43		气顶气藏
								97.77	0.90		0.22		气顶气藏
		2268	0.7523	0.61			−6	77.67	20.55	0.57	1.21	441	凝析气藏
								66.67	1.78	16.81	14.70		纯气藏
			0.7018	20℃ 0.47				61.97	34.68		0.86		气顶气藏
			0.7806	20℃ 1.35			2	92.25	5.62	0.92	0.22	357	凝析气藏
													气顶气藏

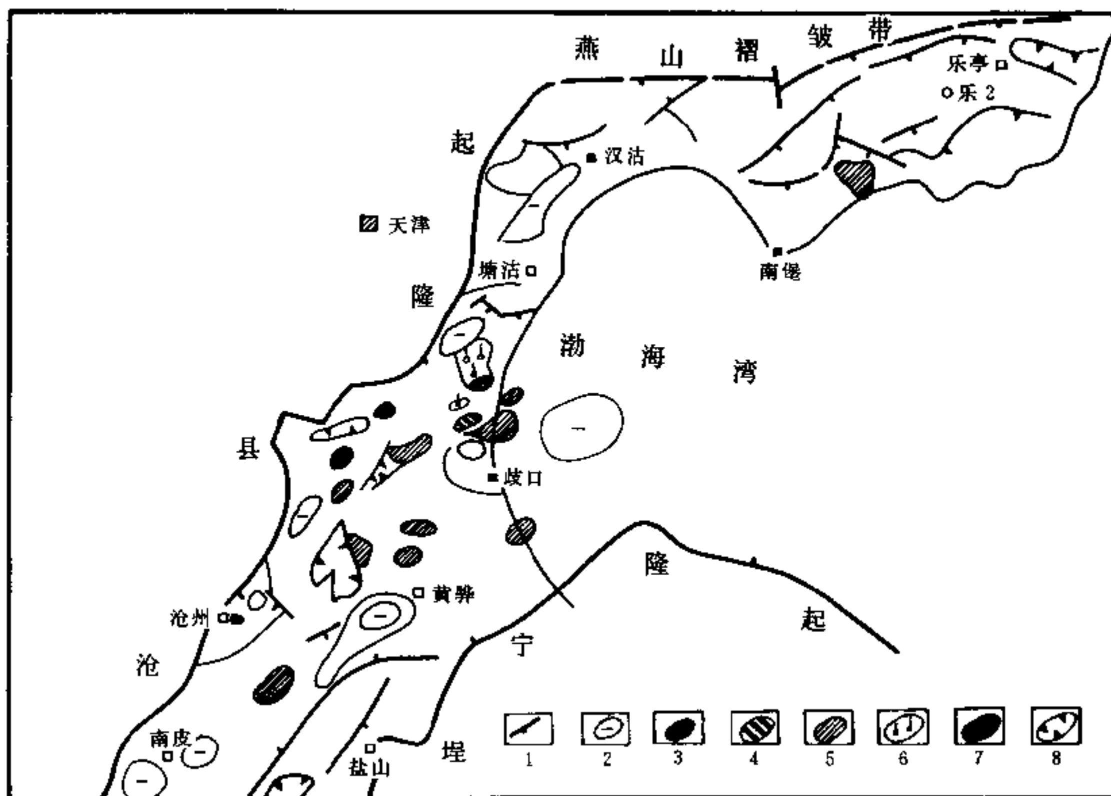


图 8-1 黄骅坳陷天然气藏分布图

1—断层；2—负向构造；3—纯气藏；4—油环气藏；

5—气顶气藏；6—凝析气藏；7—过渡型气藏；8—下第三系剥蚀区

然气资源少的主要原因。

其二，南区生油岩热演化程度较低，多处于低成熟阶段，主要生成低热解气及生物甲烷气，气量有限。

其三，油气层埋藏浅，地层压力低、原油性质较差，天然气难以溶于石油之中，造成气油比低（<100 米^3／吨）。

由于上述原因，南区难以形成众多的纯气藏或油藏气顶。

黄骅坳陷中北区，生油气层系多，沙三、沙二、沙一段均能生成油气。干酪根以Ⅱ型（混合型）为主，部分地区还有Ⅲ型（腐植型）干酪根。众所周知，Ⅱ型干酪根不仅可以生成大量的石油，也可以生成众多的天然气，Ⅲ型干酪根是生气的主要母质。这类油气源岩埋藏深度都较大，经历时间长、温度高、热演化程度高，油气转化充分，从而为形成大量溶解气和纯气藏奠定了丰富的物质基础。例如板桥凹陷，干酪根以Ⅱ、Ⅲ型为主，成熟度达到高演化阶段，生成了大量的凝析气和轻质油，为形成凝析气藏创造了先决条件。又如歧口凹陷是Ⅱ型干酪根，生成大量天然气，不仅满足了石油溶解气、形成高气油比油藏外，还有较多的天然气形成纯气藏、气顶等多种气藏类型。

南堡凹陷目前勘探程度较低，找到的天然气储量较少，但从生油气母质和成油气地质条件来看，有利于天然气生成和聚集。目前在高尚堡、老爷庙、北堡构造，于上下第三系中发

现有多处气顶气和凝析气，表明黄骅坳陷北区找气前景也是十分广阔的（图 8-1）。

2. 生油凹陷控制天然气富集

渤海湾的石油勘探证实，石油受生油凹陷控制，同样，天然气的富集也受生油气凹陷的控制。在同一凹陷中，天然气富集由边缘向中心增多。如板桥凹陷，目前探明的天然气储量表明：由北向南，靠近凹陷中心的板北断块，单位含气面积储量为 3.27 亿米^3／公里^2，边缘上的板南断块其单位含气面积储量仅有 2.68 亿米^3／公里^2。油藏、气藏个数比、油气藏数与圈闭数比，以及原油储量丰度、天然气储量丰度也具有如此规律（表 8-2）。

表 8-2　板桥凹陷天然气富集程度对比表

项目 \ 断块	板北	板中	板南
油气藏数 / 圈闭数	2.44	3.18	1.37
油藏个数 / 气藏个数	1 : 1.75	1 : 0.16	1 : 0.43
天然气储量丰度 ($10^8m^3/km^2$)	3.27	3.78	2.68
原油储量丰度 ($10^4t/km^2$)	103.8	79.4	62.4

不仅纯气层具有向中心富集的规律，原油中的溶解气也具有由边缘向中心富集的规律，如歧口凹陷北大港构造带，由西南向东北倾没于凹陷之中，原油中的溶解气也由西南向东北逐渐增多，气油比增高，周清庄油田气油比为 87～148 米^3／吨，港中气油比为 168～178 米^3／吨，唐家河气油比为 300～374 米^3／吨。气油比这种平面分布的规律，为寻找凹陷中的天然气指示了方向。

二、黄骅坳陷天然气纵向分布

1. 含气层系多

在目前钻达深度下，由浅至深，已发现具有纯气藏气的层位，自上而下有明化镇组、馆陶组、东营组、沙一段上部、沙一段下部、沙二段、沙三段和下古生界奥陶系等八套含气层系，现分述于下：

（1）明化镇组　该套含气层系埋藏深度较浅，多小于 1800 米；以细、中粒河流相砂岩孔隙储气，孔隙度大、渗透性好，气层层数多，单层厚度小，变化大为其特点。这套含气层系属于次生气藏，多以气顶或气砂体方式存在于油层之上或之下，和油层交互分布。主要分布于歧口凹陷周缘，港东、港西、羊三木、羊二庄，以及南堡凹陷高尚堡油田。如港东开发区港 202 井，明化镇组埋深 1813～1815 米，5 毫米油嘴测试日产天然气 17000 立方米。

（2）馆陶组　此套含气层系基本特征类似于明化镇组含气层系，但由于该套储气层砂岩发育，粒度较粗，单层厚度大，连通性好，多以气顶方式存在于油或水之上，含气面积较小，主要分布在港东、羊三木、羊二庄、孔店等油田。如羊三木油田的羊 10-10 井，馆陶组埋深 1347.3～1394 米，经 4 毫米油嘴测试，日产气 16500 立方米。位于羊二庄油田的庄 7-13 井，用 25 毫米油嘴测试 1911～1925.2 米井段，日产气 513000 立方米。

（3）东营组　东营组气层分布较为局限，仅分布于唐家河构造及北堡构造。唐家河构造东二段为主力气层，属于油藏气顶，气层厚度大，平均有效厚度达 38 米；气产量高，4 毫

米油嘴，日产气 2～5 万立方米；具有统一的油气界面（-2460 米）。北堡构造东二段含气，属凝析气藏，气产量高，5 毫米油嘴日产气 1.4～2.7 万立方米，凝析油 7～12 吨。

(4) 沙一段上部　沙一段上部为一大套生油气泥岩夹透镜体砂岩，含气层分布零星，属透镜体气层，压力系数大（可达 1.4），钻遇此套地层时，常发生强烈井喷。如唐家河港 75 井钻遇此层时发生井喷。此外港中、板桥、白水头也分布有此套透镜体气层。

(5) 沙一段下部　沙一段下部不仅是黄骅坳陷的主力含油层系，也是主要的含气层系，具有分布广、储量大、产量高、天然气类型多等特点。含气层岩性有砂岩、生物灰岩、玄武岩，主要分布于板桥凹陷的板桥构造，大张坨鼻状构造以及歧口凹陷的港中、白水头、王徐庄；南部地区的沧市、王官屯官 3 断块等。如位于板桥构造的板 3 井，1973 年 4 月 11 日开钻，同年 9 月 17 日于 3181.42 米完钻，钻遇沙一段下部可能气层 1 层 3.6 米，于同年 12 月用 6 毫米油嘴测试日产油 108 吨，天然气 31191 立方米。该井为板桥凝析油气田的发现井。板 52 井为大张坨构造的发现井，该井于 1975 年 5 月对 2650.6～2665.0 米井段射孔试油，用 10 毫米油嘴测试日产油 97.8 吨，天然气 221780 立方米。二口井均获得高产。

(6) 沙二段　沙二段仅发育在歧口、板桥两凹陷之中，在其余凹陷如南堡、南皮凹陷，地层变薄，气层也不发育，因此气层主要分布在板桥凹陷中的板中东构造，港中滨北斜坡也有零星分布。

(7) 沙三段　沙三段含气目的层目前仅在沈青庄的沈 1 井和新港 57 井有所发现。该套气层多因埋藏深度大，尤其是歧口、板桥凹陷中心地区，沙三段均未揭穿，勘探程度很低。但从新港 57 井揭露部分沙三段来看，埋深 4000 米以下，天然气显示十分活跃，试油 8 毫米油嘴日产天然气 13.7 万立方米，凝析油 3.5 吨。根据油气演化和含气地质条件，在沙三段寻找天然气有非常大的潜力，可作为深部找气的主要目的层。

(8) 奥陶系　下古生界奥陶系是一个有巨大潜力的含气层系，以潜山圈闭方式存在，石炭—二叠系煤系地层覆盖其上，煤成气可以直接或间接通过断层进入奥陶系圈闭之中。在一些地区，第三系生油气层系也和奥陶系储集层直接接触，为奥陶系提供了多种类型的气源。如港西奥陶系潜山，港 1 井钻遇奥陶系石灰岩风化壳于 2090.75～2096.17 米，2097.0～2097.35 米井段发生放空、气浸，钻至 2098 米天然气喷高达 22 米。又如黄 5 井，于井深 2083.5～2085.7 米钻遇奥陶系石灰岩放空、漏失、气喷高达 7 米，可见奥陶系含气层很有希望，应继续加强研究和勘探。

黄骅坳陷纵向含气层系多，但主要集中分布于下第三系沙一段，其次是明化镇组和东营组（表 8-3）。

2. 油气纵向分布的两种序列

天然气藏在纵向上分布受两个因素控制：

1）受有机质热演化阶段控制，生油气层埋藏深度大，有机质受热时间长、温度高，处于高的热演化阶段，便形成气藏。

表 8-3　黄骅坳陷天然气储量层位分布状况表

层　位	上　第　三　系		下　第　三　系			
	明化镇组	馆陶组	东营组	沙一段	沙二段	沙三段
占总储量(%)	13.6	9.4	10.2	58.9	7.1	0.9

2）油气生成以后，特别是天然气要发生不止一次的运移或聚集，圈闭在纵向上的分布状态将控制气藏的展布。

因此气藏在纵向上的分布是上述两个因素的综合反应，自下而上的油气藏完整序列应是气藏—凝析气藏—油藏—凝析气藏—气藏。明显看出：下部气藏—凝析气藏应为原生的；上部的凝析气藏—气藏应为次生的。

黄骅坳陷的大部分地区由于受地质条件和勘探程度的限制，这个序列是不完整的，大致可分为歧口型和板桥型。歧口型由上而下其序列为气藏—气顶—油藏—凝析气藏—气藏（推测），如北大港构造带油气分布大体如此。板桥型油气序列由上而下为油藏—凝析气藏—油藏—气藏（推测），如板桥凝析油气田。

3. 石油溶解气随埋深增加而增加

石油对天然气的溶解受地层温度、压力和油气性质的影响。油藏埋深增大，其油层压力相应增大，如果有足够的天然气数量满足于原油的溶解，那么原油中的溶解气将会随埋深加大而加大。黄骅坳陷多数生油凹陷中的原油是经纵向运移的（主要沿断层运移），原油饱和压力将随原油埋藏深度变浅而降低，天然气将从原油中分离出来，形成游离气，原油中溶解气数量从下向上逐渐减少。黄骅坳陷中的许多油田，如南区的王官屯油田；中区的北大港油田、港东、唐家河开发区、板桥油田等；北区的高尚堡油田均有石油溶解气随埋深而增加的规律（图 8-2、8-3）。

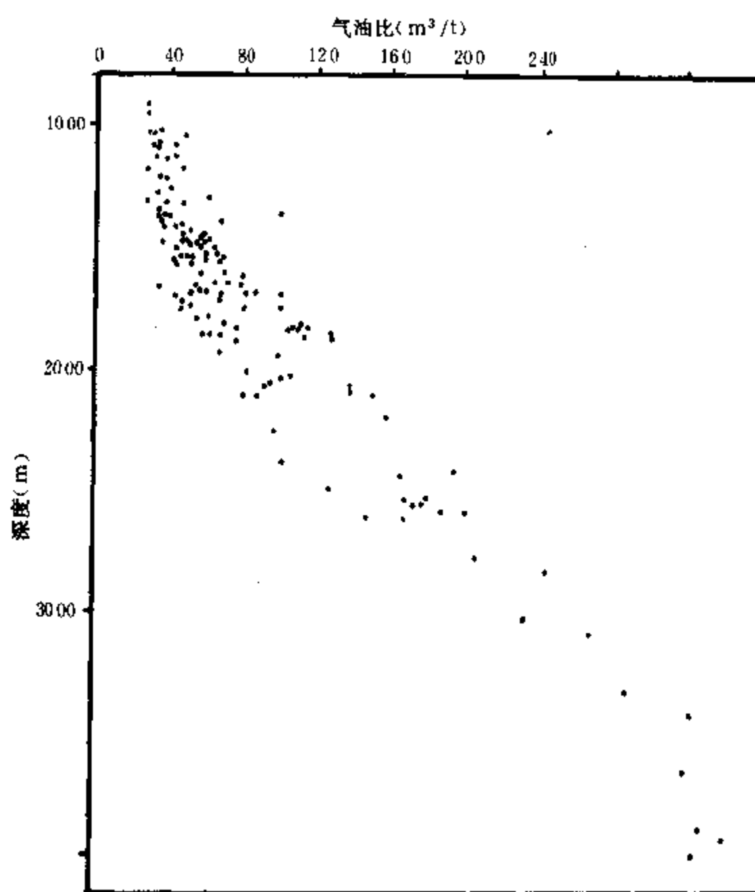


图 8-2　北大港油田原始气油比随埋藏深度变化图

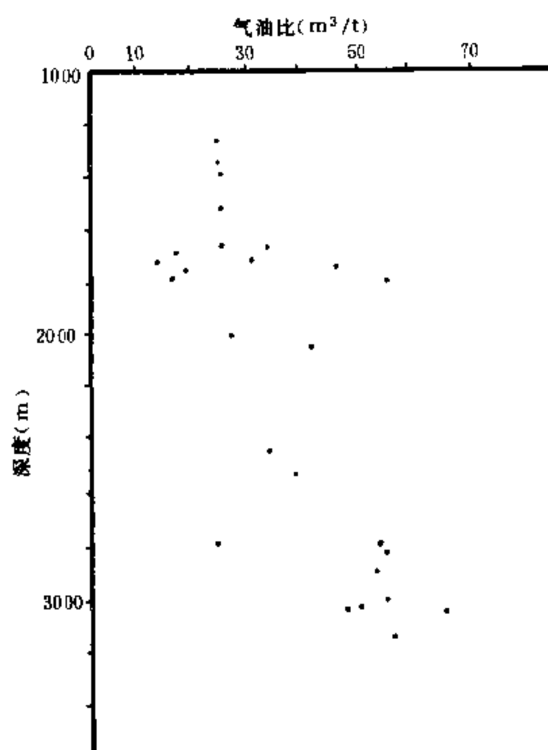


图 8-3　孔店构造带原始气油比随深度变化图

4. 天然气性质纵向分馏效应明显

天然气脱离母岩，经过一定距离的运移、聚集之后，其组分都会发生较大的变化，尤其是天然气沿断层或裂缝发生垂向运移时，组分变化更为明显。如港东构造，下第三系天然气甲烷含量由下向上变大，从 60%变为 80%；相对密度变小，由 0.7 变为 0.6。上第三系天然气甲烷含量更加增大，达到 93%以上，相对密度减小到 0.5。表明天然气纵向运移的分馏效应十分明显，是黄骅坳陷中的普遍现象。

三、黄骅坳陷天然气性质具有南北分区的特点

黄骅坳陷天然气性质在平面上的变化主要表现为区域上南北分区的特点。南区天然气性质表现出“两低一高”特征，即相对密度低（0.58～0.69），重烃系数低（0.16～0.039），甲烷含量高（82.2～93.5%）；中北区天然气性质比较一致，相对南区来看，却是“两高一低”，即相对密度高（0.67～0.72），重烃系数高（0.20～0.27），甲烷含量低（78.5～85.9%）。这种南北分区的格局主要是由于生油气母质，以及母质热演化程度不同所造成。

此外，天然气性质的变化还表现在天然气溶于不同介质时，其组分性质也呈有规律的变化，干燥系数（C_1/C_2^+）按气层、含气水层、凝析气层、油层溶解气、含油水层气的顺序递减（表 8-4）。

表 8-4　天然气在不同介质中的组分变化表

不同介质 / 干燥系数	纯　气	水层气	凝析气	油溶解气	含油水层气
C_1/C_2^+	＞35	14～35	5.5～8.0	2.5～9.5	＜2

第二节　天然气藏类型

黄骅坳陷的天然气无论其生成、运移和聚集都与石油有极为密切的关系。根据天然气在空间上存在的形式，可以分为以下几种气藏类型。

一、纯气藏

圈闭中某些层位仅含有天然气而不含油的气藏称为纯气藏。目前发现的纯气藏多分布于

上第三系明化镇组、馆陶组及下第三系沙一段下部、沙三段之中，天然气成分中甲烷占95%以上，埋藏深度较浅，多数在600～2000米之间，故也可称为浅气藏（表8–5）。

表8–5　黄骅坳陷纯气藏天然气组分表

地　区	井　号	层　位	井　段 (m)	组　分　(%)						相对密度
				甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	N_2	CO_2+H_2S	
港东	港4–65	明下段	1111.0～1114.0	97.84	0.80	0.26		1.08	0.15	0.5668
港西	港4	明下段	946.3～1162.3	98.99	0.36	0	0	1.27	0.30	0.5688
羊三木	羊6–11	明化镇组	1266.3～1271.3	96.62	0	0.48	0	2.61	0.15	0.5676
沧市	沧1	沙一下	1810.4～1821.6	98.82	0.08	0.04	0.02	0.76	0.29	0.5609
沈青庄	沈1	沙三段	1945.6～1952.6	95.29	1.27	0.9	0.48	1.89	0.02	0.5929

这种气藏的主要成因是下伏地层中的油气沿断层向上运移过程中，由于温度和压力的降低，天然气从原油中逸出沿断层向上扩散再次聚集而形成的次生气藏。纯气藏与深部油气藏之间有断层相连，而且浅层气藏的层位受断层断达层位的控制。

纯气藏的另一成因是在生油岩未成熟阶段由细菌作用所生成的天然气聚集而形成。沧东凹陷沧1井沙一段下部所获得天然气的甲烷含量可达98%以上，甲烷碳同位素$\delta^{13}_{C_1}$为−58.2‰。其值符合生物成因气的数值，而黄骅坳陷中与油藏有明显联系的天然气甲烷碳同位素$\delta^{13}_{C_1}$一般为−45‰，两者存在明显的差别。

由于次生扩散气和生物成因气的甲烷碳同位素有明确的标准，所以有些气藏还可能同时存在两种成因的天然气。但目前尚难严格区分。

二、气顶气藏

游离的天然气位于油藏顶部，但天然气体积小于原油体积，其比值约为1∶3，称为油藏气顶。这类气顶在黄骅坳陷分布较多，如唐家河东三段油藏气顶，以及羊三木、王徐庄、羊二庄、孔店、王官屯官3井断块等都有气顶气藏。

气顶中的天然气组分大部分是烷烃，同一个油气藏内，气顶气与油藏溶解气的组分有一定的变化，前者甲烷含量较高，重烃含量较低。气顶气的甲烷与乙烷以上重烃的比值同油藏内的原油性质有关，凡重质油藏，气顶中的甲烷含量就比较高，凡轻质油藏，气顶气中的重烃含量就比较高。众所周知，黄骅坳陷中、北区的原油性质比较好，油质较轻，如唐家河、港中以及王徐庄油田的气顶气，甲烷含量较低；而南区的原油性质较差，如羊三木、王官屯油田的气顶气含甲烷量较高（表8–6）。

唐家河气顶气藏的探明储量，占1986年底大港油田天然气总探明储量的12.8%，是黄骅坳陷最大的气顶气藏。该气藏位于北大港构造带东端，倾没于歧口凹陷。北东向断层把构造切割为6个近北东东向的断块，上倾方向被北西向的断层遮挡，使主力气层东三段与上升盘的沙一段上部泥岩相接。气层以上有厚52米的泥岩盖层，封闭条件好。东三段为砂、泥岩互层，主要储集层岩性为细及粉砂岩。孔隙度21～25%，渗透率93×10^{-3}～968×10^{-3}二次方微米。鼻状构造根部的Ⅰ断块和轴部Ⅲ断块油气水分异清楚，气油界面深度为海拔

-2460 米，油水界面-2600 米。高部位形成气顶，向构造低部位油气比依次降低。位于气顶部位的港 64 井，试油射开东三段 2261.4～2368 米，厚 41 米，日产气 42501 立方米。

表 8-6　黄骅坳陷气顶气组分特征表

地　区	井　号	层　位	甲　烷 (%)	乙烷以上 (%)	非　烃 (%)	相对密度
唐家河	港 64	东三段	86.42	12.6	1.27	0.6550
王徐庄	歧 3	沙三段	84.46	14.42	0.93	0.6651
港　中	新港 53	东营组	85.72	11.36	2.57	0.6519
羊三木	羊 10-10	馆陶组	95.41	2.52	1.94	0.5817
王官屯	官 3	沙三段	95.04	2.04	2.59	0.5794
羊二庄	庄 7-13	馆陶组	88.95	4.67	1.7	0.6372
高尚堡	高 9	沙三段	61.97	36.05	0.86	0.8244

气顶气藏的成因有二，一是在高饱和油藏的基础上，由于气源丰富，多余的天然气不能再溶于油中，就形成游离气顶。其二是油气运移的分异作用，或者运移的先后不同，天然气占据圈闭顶部，原油分布于低部位。黄骅坳陷下第三系的油藏气顶，一般认为属于前一种成因；上第三系的气顶，则属于后一种成因。

随着地质演化过程中地质条件的变化，气顶可以产生和增大，也可以消失和缩小，如油气藏形成以后，埋深加大，地层压力增高，其中一部分游离气就可能变成溶解气，使气顶消失或者缩小。反之如果油气藏形成后，发生抬升剥蚀，导致地层压力下降，就会析出一部分溶解气，从而产生气顶或使气顶变大。

三、油环气藏

按照油气地下的体积比值，当天然气体积大于油环体积，比值为 3：1 时，称为油环气藏。如港中 306 断块即属于此种类型。港 306 断块位于港中开发区的中部，面积不到 2 平方公里，高部位港 306 井于 1972 年 6 月试油射开沙一段下部 2559.8～2584.4 米（2 层厚 15.2 米），4 毫米套管日产气 57385 立方米。低部位的港 309 井试油射开 2754.8～2758.8（4 米），13 毫米油嘴日产油 140 吨。该断块含气面积 1 平方公里，探明天然气储量 5.4 亿立方米。除此之外板桥也有油环凝析气藏。

四、凝析气藏

地下烃类的温度处于临界温度和临界凝析温度之间，压力在露点线之上，呈气态存在。在开采过程中，烃类沿井筒上升，温度和压力下降，出现反凝析现象，一部分重烃变为液体，称为凝析油，具有较高凝析油含量的气藏称为凝析气藏。其存在方式可以是纯凝析气藏、油环凝析气藏和油藏凝析气顶，如板桥、白水头地区的气藏均为凝析气藏。

从地下开采出来的以烃类为主的天然气一般都含有凝析油，但只有当凝析油的含量达到一定指标时，才称为凝析气藏，中国和苏联的标准都是每立方米天然气大于 30 克凝析油。美国的标准是每立方米天然气大于 25 克凝析油。黄骅坳陷上第三系天然气中含凝析油很少，一般每立方米天然气小于 30 克凝析油，没有开采价值，采气时也不会发生凝析油的反

凝析现象。下第三系天然气中一般都含有较多的凝析油，尤其是沙河街组，如板桥油气田，沙一段下部、沙二段，每立方米天然气中有50～600克不等的凝析油，有着极高的工业开采价值，而且有随凝析气层埋深增大，凝析油含量增加的趋势。

凝析气藏的天然气组分中甲烷含量都在90%以下，乙烷以上的重烃含量都在10%以上(表8-7)。

表8-7 黄骅坳陷凝析气藏天然气组分表

地区	井号	层位	井深(m)	组分(%)						
				甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	N_2	CO_2+H_2S
板桥	板6	沙一段	2870～2990	80.26	8.67	4.83	3.07	1.30	1.1	0.75
	板8	沙一段	2714.4～2717.6	79.51	10.27	4.75	3.32		0.79	0.81
	板851	沙二段	2592.6～2596	78.91	10.9	6.04	2.79	1.28	0.07	
白水头	白8	沙一段	2977～2988	60.69	16.57	11.26	5.11	2.32	0.09	3.96
大张坨	板52	沙一段	2650.6～2665	76.56	11.22	5.97	3.78		0.74	1.40

黄骅坳陷的凝析气藏主要有两种类型，一是纯凝析气藏，另一种是油环凝析气藏（图8-4)。

纯凝析气藏是凝析气周缘无油环，凝析气储集于低渗透砂层中，仅见于板南断块。板南无油环凝析气藏位于板桥构造南断块876井区，为受北东及北西向断层切割、封闭，平面呈梯形的断块，西南高、东北低，板Ⅱ组为主力气层，其上有厚50～80米的泥岩封盖严密。但储集层物性较差，如板876井砂岩物性分析孔隙度平均18.7%，渗透率小于1×10^{-3}二次方微米。

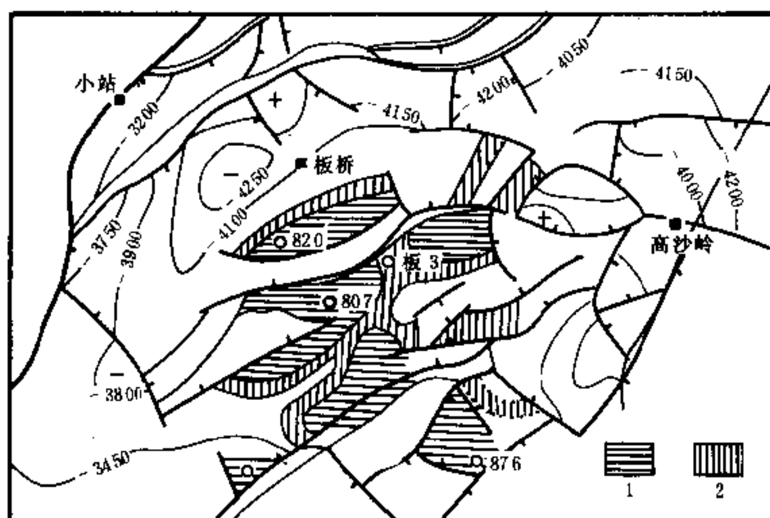


图8-4 板桥凝析油气藏分布图

1—含气范围；2—含油范围

油环凝析气藏较多，有板北、板中、板中东、白水头等，分布于近邻有利凝析油气生成的板桥凹陷。在运移过程中，呈气态的凝析油气将先于液态原油占据高位，或排替出原油和水，而占据高部位，原油则呈环状聚集于凝析气藏周缘低部位。板桥地区沙一段上部有厚约400米的泥岩段，为良好的区域盖层。例如板中凝析气藏，位于板桥构造顶部，大张坨与板桥断层之间，在板865和807井区分别形成南北两个高点，板865井区的南高点依附于大张坨断层并被其遮挡，板807井区的北高点依附于板桥断层并为其封闭。两高点充满凝析气之间的鞍部为油环镶边。

大多数研究者认为，凝析油主要是高成熟阶段的产物，生成温度为145～170℃，镜质体反射率 R_0 为1.2～2，处于肥煤、瘦煤阶段。一般情况下第三系油层的埋深都在4000米以下，所以凝析气藏的埋深较大是很自然的。黄骅坳陷的凝析气藏埋深一般在2800～3500米，为成熟—高成熟阶段的产物。

五、过渡型气藏（高气油比溶解气）

天然气在高压下大量溶于石油中，形成高饱和的油藏，气油比大于一般油藏，可达到500～2000米^3／吨，暂可称为过渡型气藏，其开发方式几乎和油藏开采方式一样，如板桥油田的板中东构造即为这种类型，板深25井，射开沙三段油层3851.0～3870.4米，5毫米油嘴日产原油17.4吨，天然气23457立方米，气油比为1377米^3／吨，原油密度为0.8178克／厘米^3，地层压力47.5兆帕。板深33井，滨Ⅳ油组射开3842.0～3851.8米，4毫米油嘴日产原油10.7吨，天然气21376立方米，气油比为1998米^3／吨，原油密度0.8331克／厘米^3，粘度3.9毫帕秒，凝固点27℃。天然气是以溶解状态赋存于石油中，这种高饱和气的油藏，开采时稍有压力下降就表现出气产量高，而油产量较低，形成气油比十分高的现象，区别于一般油藏和气藏。

第三节　黄骅坳陷天然气的成因分类

世界上把有工业价值的天然气分为烃类气体和非烃类气体，这两大类型气体在黄骅坳陷均有发现，现按成因分别对这两类天然气叙述于后。

一、烃类气体

碳、氢元素为主要成分的气体称为烃类气体，依据黄骅坳陷生成烃类气体的母质、富集方式，又分为油型气和煤成气两类。

1. 油型气

分散有机质从埋藏开始，在生物和后来的成岩热演化作用下所生成的烃类气体，统称油型气。当前对油型气的细划分，主要根据对地质条件的分析，并按热演化方式和程度，结合天然气碳同位素值指标，又可分为生物甲烷气、低成熟气、高成熟气、过成熟气四种（图8-5，8-6；表8-8）。

（1）生物甲烷气　生物甲烷气是指分散的有机质被厌氧细菌分解而生成的烃类气体，其关键是要有厌氧细菌生存的条件——还原环境，地层温度在0～75℃范围内，有一定的孔隙空间便于微生物活动，要有分散有机质作为微生物的食料，这些地质因素综合控制着生物甲烷气的生成时间、生气量的多少和埋藏深度。

黄骅坳陷满足上述条件的地层有第四系，上第三系，以及边缘凹陷分布的下第三系。最有利于生成生物甲烷气的地层是分布于盐山、吴桥、南皮、沧东、乐亭等边缘凹陷中的下第

三系，因为其有机质丰富，并且是还原环境，地层水不含硫酸盐，埋藏深度适中，又具有较好的储集层、盖层和构造圈闭。其次是第四系部分海相沉积，也可以生成生物甲烷气，但由于埋藏深度较浅，地下水活动较强烈，对生物甲烷的聚集、保存不利。从天津、河北地区数千口农机井、工业用水井来看，还未发现有工业价值的生物甲烷气藏。上第三系主要是缺乏有赖于生物生存的有机质（岩芯分析有机碳仅有0.2～0.3%），高价铁的存在指示了属于氧化环境，对生物甲烷气的生成不利。

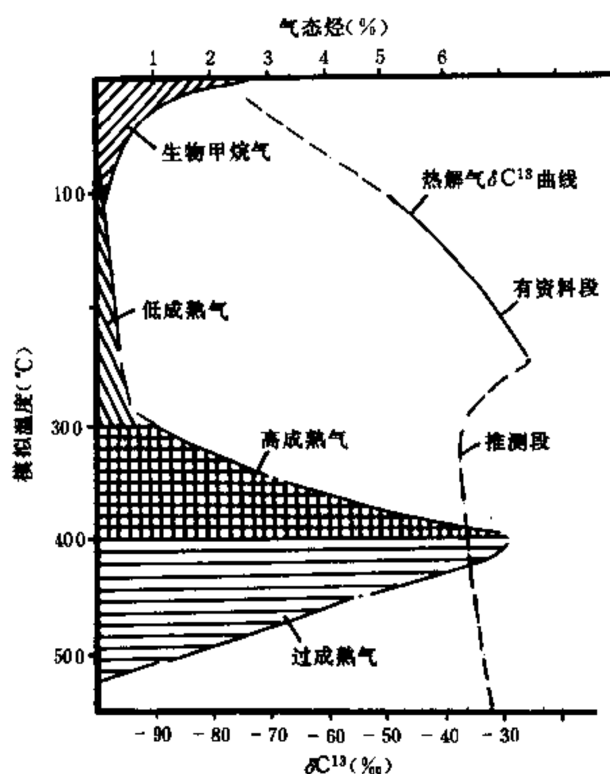


图 8-5　天然气成因分类图

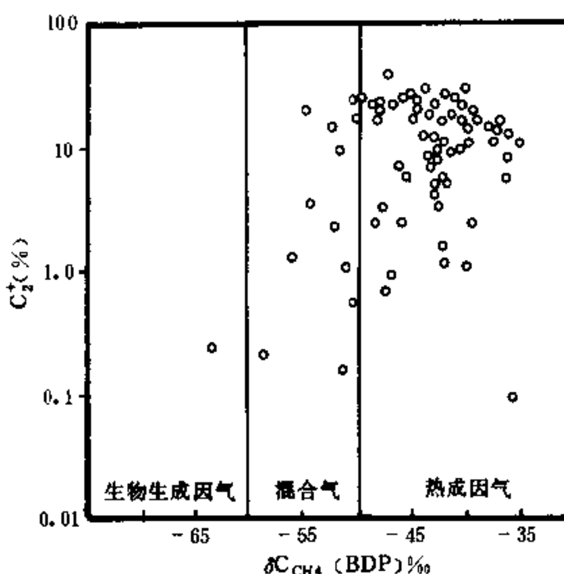


图 8-6　黄骅坳陷天然气甲烷碳同位素与 C_2 组分关系图

生物甲烷气为干气，甲烷含量占绝对优势，一般大于95%，重烃含量少于2%，$C_1/C_1 \sim C_4$ 为0.98左右。碳同位素含量较低，一般甲烷碳同位素（$\delta^{13}C$）小于-55‰。目前在黄骅坳陷发现的生物甲烷气藏，如沧1井气藏，于井深1810.4～1821.6米日产气16158立方米，甲烷含量为98.79%，$C_1/C_1 \sim C_4$ 为0.998，碳同位素（$\delta^{13}C_1$）为-58‰。黄骅坳陷也发现了混合型气体，即生物甲烷气与低成熟气的混合气，其特征是甲烷含量也较高，与生物气相似，但碳同位素值偏高。如沈1井沙三段1945.6～1952.5米，天然气中甲烷含量96.42%，碳同位素（$\delta^{13}C_1$）-54.6‰；盐山凹陷盐2井沙一段下部的天然气也可能属于此种。目前对生物气与混合型气还较难分开。

（2）低成熟气（原油伴生气）　在主要生油阶段（$R_O\%=0.73$，TTI=1.0）所生成的天然气，是干酪根热降解成油伴生的烃类气体。其主要特征是呈游离状态或溶解于原油之中，为湿气。干燥系数（$C_1/C_2 \sim C_5$）低，约为0.8；甲烷含量一般小于90%，重烃含量一般大于10%，甲烷碳同位素值为-50～-40‰；甲烷乙烷碳同位素差值大于-15‰。分布

广，气量大小与原油储量和气油比成正比，黄骅坳陷低成熟气的甲烷含量为68.9～88.7%，甲烷碳同位素（$\delta^{13}C_1$）为-51.7～-43.4‰。

低成熟气以溶解方式溶于石油或地层水中，前者称石油溶解气，是大港油田天然气产量的重要组成部分，后者称水溶气，目前发现较少。

表8-8　黄骅坳陷烃类气体分类表

分　类	井号或地区	层　位	井　深 (m)	CH_4 (%)	C_2^+ (%)	干燥系数 C_1/C_2^+	δ13C (‰)
生物气	南水4井	$Q-N_m$	700±	95.17			-67.5
	沧1井	$Es_1^{下}$	1810.4～1821.6	98.74	0.21	470.4	-58.7
生物气与低成熟气混合气	沈1井	Es_3	1945.6～1952.5	96.42			-54.6
	盐2井	Es_1	1641.4～1643.4	95.89	1.23	77.9	
低成熟气（原油伴生气）	板9井	$Es_1^{中}$	2951.8～2959.6	68.92	28.13	2.45	-50.9
	板814井	$Es_1^{上}$	2769.8～2803.4	76.68	21.31	3.60	-45.5
	港深29井	Es_2	2980.6～3999	84.92	14.75	5.76	-43.8
	高5井	Es_3	3133～3143	88.71	8.43	10.52	-51.7
	高9井	Es_1	2916～2952	74.76	24.46	3.06	-43.4
高成熟气（凝析气）	板820井	$Es_1^{下}$	2969.6～2974.2	78.52	17.96	4.37	-45.3
	板876井	$Es_1^{下}$	2224～2241	84.93	12.92	6.57	-43.1
	新板885井	Es_2	2976.8～2999	81.10	15.31	5.3	-38.7
过成熟气（干气）	预测在黄骅坳陷深层，可能保存该类天然气						
煤成气	黄骅坳陷中、南部地区是有远景的地区						

依据低成熟气在石油中的溶解数量，可以分为低饱和和高饱和油藏。低饱和油藏表现出地饱压差大，含气量少，产气量低的特点。其成因有以下三点：

1）生油气母质不宜生气或母质成熟度低，生成的天然气数量远远少于石油的数量，如黄骅坳陷南区，主要生油气层母质为Ⅰ型，加之油藏埋深较浅，地层温度、压力较低，原油密度、粘度大，使天然气难以溶于石油之中，这样就形成象小集、王官屯、枣园等低饱和油藏。

2）生油母质虽然很好，但成熟度低，生气量十分有限，油气运移至圈闭之后，封闭条件较差，易于扩散或运移的天然气从原油中逸出而形成低饱和油藏。如高尚堡油田深层低饱和油藏便是这样形成的。

3）油藏分布于生油凹陷边部，油气经长距离和长时间的运移，天然气的散失使油中仅保留了部分天然气而形成低饱和油藏。如周清庄沙一段下部生物灰岩油藏。

高饱和油藏的主要特征是地饱压差小，气油比高，产气量大。这类油藏主要分布于生气母质好，成熟度较高的凹陷，如歧口凹陷周缘的北大港油田港东、港西、唐家河开发区及羊二庄、羊三木、王徐庄等油田。如果这种油藏油气来自同一层位，则在纵向上常具有三分性：即浅层和深层为气层，中部为油层。浅气层的形成是高饱和的石油在纵向运移时，因压力的降低，天然气从油中逸出之后再聚集而成纯气藏或气顶。深部气层一般是由于地层压力继续加大，天然气继续溶于石油中，使饱和压力增大，当地饱压差接近零时，多余的天然气就以游离状态存在，形成深部气藏或气顶。因此在高饱和油藏区的上下指示出可以找到纯气藏或气顶。

(3) 高成熟气（凝析气）　高成熟气相当于凝析油形成阶段（$R_O\%=0.91$，TTI＝8）生成的天然气，基本特征是与凝析油相伴生，天然气中含有较多的凝析油，干燥系数略大于低成熟气，为0.9左右，甲、乙烷碳同位素差值较小，约为−15～−10‰PDB。

黄骅坳陷板桥凝析气田的气体成分中甲烷含量为80%左右，重烃含量为20%左右，凝析油含量高，为194～665克／米^3，平均550克／米^3，甲烷碳同位素（$\delta^{13}C_1$）为−38‰。地层压力和露点压力差值小，极容易发生反凝析。如板桥凝析气藏的板6井，临界温度为零度，临界凝析温度为483K，露点压力为35.9兆帕。该凝析气藏的地层温度为92℃，地层压力为33.7兆帕。因此烃类在地下状态就处于露点线以内的双相区内，液态烃的体积占20%以上。从地质成因分析认为：有机质类型、演化阶段、及生成凝析油和天然气的比例是形成凝析油气田的基本原因。位于黄骅坳陷西北边缘的凹陷带，如南堡、板桥等凹陷，有利于形成极其丰富的凝析气的地质条件：

1）由于近陆源，有机质类型以腐植型或腐泥—腐植型为主，具有生成大量天然气和凝析油的优良母质；

2）生油气层埋藏深度大，有机质经受的温度、压力高，处于高成熟阶段，有利于凝析油和湿气的生成；

3）据模拟计算，凝析油和天然气生成量比例适当，如板桥凹陷计算的临界气油比为2075米^3／吨，符合世界凝析油气田的统计值。决定了板桥凝析气田中地下凝析油的相态为气态特征。从而在这些凹陷中找到了一大批凝析气藏。

凝析气的物理性质接近于溶解气，表现出相对密度大，甲烷含量低，（略高于溶解气）。一般凝析气相对密度为0.69～0.71，甲烷含量81～82%，重烃系数21～23%。

(4) 过成熟气（干气）　干气是过成熟阶段的产物，过成熟气是在镜质体反射率大于2%，TTI值为64的条件下形成的。通常气体中不含或少含凝析油，甲烷含量一般大于95%，高于原油伴生气。重烃含量一般为10%左右，低于原油伴生气。甲烷碳同位素（$\delta^{13}C_1$）含量一般大于−35‰，以区别于生物甲烷气。

黄骅坳陷目前尚未发现此种过成熟气，预测深部地层很可能保存有这种类型的天然气。在深部地层中，由有机质或已生成的石油，在高温下（高于150℃）裂解，直接生成甲烷或由石油转化成稳定性极强的甲烷，不含或少含凝析油。据世界公布的天然气资料，深大盆地都有这种类型的天然气。

干气物理性质较特殊，相对密度一般小于0.6，甲烷含量大于95%，最高可达99%，重烃系数一般小于0.11%。

2. 煤成气

煤成气系指煤系或亚煤系地层中，腐植型有机质（煤）或富集程度较高的有机质，在煤成岩作用下形成的烃类气体。

众所周知，华北地区分布一套石炭—二叠系、侏罗系，该套地层在黄骅坳陷比较发育，石炭—二叠系主要分布于黄骅坳陷南部和中部，侏罗系分布于南堡凹陷周缘。据钻遇煤层井来看，石炭—二叠系残余厚度较大，如孔71、徐1、太3井，以及羊二庄地区的探井可达400～1300米，岩性为灰、深灰色泥岩，碳质泥岩与灰白色中细砂岩及煤层间互沉积（图5−51）。煤层主要集中分布于太原、山西组中。以孔店—羊二庄为中心，呈东西走向，向北西变薄趋势，中心处煤层总厚度可达58米，层数多达25层以上，单层厚度9米（图8−7）。据地震剖面分析，坳陷周缘的煤系地层同坳陷中心的煤系地层有很强的可比性，但其埋藏深度相差3000～5000米。中生代及其以前时期，这套煤系地层曾有过上升，遭受了较长时间的剥蚀，对所生成的煤成气保存不利，但中生代以后，特别是早第三纪时期，盆地迅速沉降，黄骅坳陷接受了厚达3000～5000米的新生代沉积，使石炭—二叠系、侏罗系继续煤化，进入二次成气阶段。据所取煤样的镜质体反射率分析，R_O值为0.61～1.083%，表明石炭—二叠系煤系属于长焰煤—气煤范围，凹陷中心部位，按TTI—R_O关系推测，镜质体反射率最大值可达5%，其煤阶达到无焰煤阶段，可以生成大量的天然气。这些事实表明，黄骅坳陷石炭—二叠系煤系地层已经有过煤成气的大量生成时期，并且亦有能够提供丰富的煤成气的资源。

从储集层、盖层条件来看，形成煤成气藏也是有利的，石炭—二叠系煤系地层之下是奥陶系石灰岩潜山，在一些构造带上，断层发育，使潜山直接与生气的煤系地层接触，有利于煤成气进入石灰岩潜山之中；煤系地层中的砂岩也十分发育，石炭—二叠系的砂岩累计厚50～120米，占地层总厚度的23～35.6%，根据4口井29块样品分析，孔隙度9.8～16.8%，最大24.1%，物性较好，且与泥岩、煤层组成多套生、储、盖组合；区域盖层条件

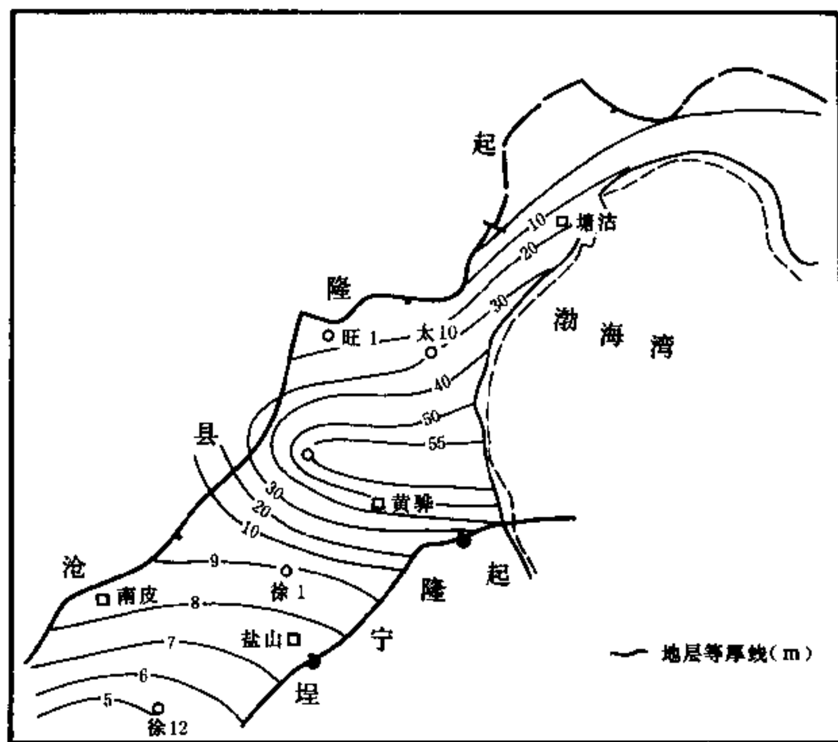


图8−7　黄骅坳陷石炭—二叠系煤层等厚线图

优越，除中生界有大套红色泥岩可作盖层之外，新生界中有多套厚度大的泥岩，特别是南部地区孔一段顶有 80～200 米厚的膏泥岩，是煤成气的优质盖层。综合分析煤成气藏形成条件，黄骅坳陷南部地区最有利于形成煤成气藏，预示勘探前景十分广阔。

二、非烃类气体

黄骅坳陷目前发现的非烃类气体，除混合于烃类气体中的少量氢、氧，及硫化氢气体外，还找到了具有一定开采价值的二氧化碳气，主要分布于黄骅坳陷中区。赋存方式除部分断块以纯二氧化碳气藏存在之外（如港 151、太 15、旺 21），大部分二氧化碳为水溶气，溶于石油中的二氧化碳气含量较少，除港西开发区外，其它油田不超过 5%。

1. 二氧化碳气分布特征

黄骅坳陷中部的北大港构造带以及齐家务、大中旺构造，二氧化碳气比较富集，沿着港西主断层西侧的局部构造形成自西向东展布的二氧化碳气富集带。含气层位有奥陶系石灰岩、沙一段下部生物灰岩、东营组及馆陶组—明化镇组。翟庄子及大中旺构造沙一段下部生物灰岩，二氧化碳含量高达 79.5～97.86%，日产量达 2～3 万立方米，构成二氧化碳气藏。港西凸起（港 87），大中旺（旺古 1）及齐家务潜山（齐古 1），产气层位为奥陶系石灰岩，日产气量达 1 万立方米，日产水量数百立方米，为水溶气。

港西开发区六间房断块东营组及港西开发区的馆陶组—明化镇组，二氧化碳和烃类气体与原油伴生，含量不等，一般 5～25%。向东到北大港油田港东开发区，二氧化碳气依然是与原油及烃类气体伴生，但含量低，一般不超过 5%（表 8-9）。

总体上看，北大港构造带—齐家务、大中旺一带二氧化碳含量西高东低，平面上存在翟庄子、大中旺两个二氧化碳高值区。纵向上自下而上地层由老到新，二氧化碳含量由高到低。沙一段下部及奥陶系为二氧化碳主要产层。和二氧化碳气共生的除烃类气体外，还有一定量的氮气，一般含量 0.17～3.6%，最高达 5.31%。

2. 二氧化碳气成因的探讨

港西、翟庄子、齐家务及大中旺构造的二氧化碳气，从成因上分析，具有多源成因，可归纳为三种成因类型：

（1）来自火山熔岩气　黄骅坳陷的二氧化碳气主要分布于火山岩发育的地区，并且距离火成岩越远，二氧化碳气的含量和富集程度逐渐变小，如翟庄子地区距火山岩近，港 151、太 15 井区为纯二氧化碳气藏，向东北方向，二氧化碳气与烃类气体混合，共同溶于石油，二氧化碳的含量由 10%逐渐减少到 5%。纵向上由奥陶系向上第三系，二氧化碳气体在油中或水中含量越来越小。这种二氧化碳气体是岩浆喷发或侵入时气体聚集而成。黄骅坳陷二氧化碳气体的碳同位素值有两组：一组为-5.44～-3.82‰PDB，反映火山溶岩气的特点；另一组值为-18.54～-2.5‰PDB，反映碳酸盐分解生成二氧化碳气的特点（图 8-8）。

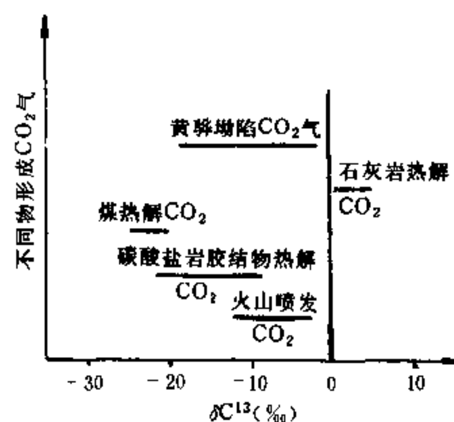


图 8-8　黄骅坳陷二氧化碳气源碳同位素对比图

（2）碳酸盐岩的溶蚀水解作用，产生二氧化碳气　大中旺、齐家务及港西潜山，临

表 8-9　黄骅坳陷含 CO_2 气代表井数据表

项目 地区	井号	层位	井段 (m)	工作制度	产量			气体组分 (%)					气体相对密度	类型
					油(t/d)	气(m^3/d)	水(m^3/d)	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8		
港东	港 224	明化镇组	1739.0～1760.0	4m/m	34.5	3759	/	3.4	0.5	83.84	7.73	2.6	0.6795	油溶气
	港 213	馆陶组	1822.6～1826.0	5m/m	29.8	2789	/	5.08	5.31	76.27	8.68	3.31	0.7184	油溶气
港西	港 165	明化镇组	922.8～1051.0	3m/m	5.93	1022	1.35	5.34	0	93.53	0.73	0.19	0.6096	油溶气
	港 166	明化镇组	1037.0～1107.0	3m/m	12.9	150	/	8.26	0.17	87.59	3.66	0.06	0.6565	油溶气
	港 164	馆陶组	1276.0～1306.0	3m/m	16.1	742	/	11.66	0.30	84.09	3.31	0.28	0.6917	油溶气
	港 168	馆陶组	1365.2～1415.0	3m/m	5.88	317	0.067	16.14	0.16	73.10	6.28	2.66	0.7905	油溶气
	港 23	东营组	1774.2～1877.2	4m/m	0.935 方	16327	/	24.17	1.61	61.4	6.06	3.35	0.8921	油溶气
	港 1	奥陶系	2096.6～2104.6	抽汲 1000m	2.04	少量	27.1	22.91	1.65	62.84	6.22	3.98	0.8828	油溶气
	港 87	奥陶系	2103.4～2107	油畅	0	9249	518	82.39	0.20	16.95	0.16	0.08	1.3534	水溶气
翟庄子	港 151	沙一下	1632.4～1639.4	5m/m	/	30297	/	96.33	1.49	2.08	0.05	0.02	1.4910	CO_2 气藏
	太 15	沙一下	2042.0～2056.0	10m/m	/	26261	/	97.86	0.17	1.94	/	/	1.4996	CO_2 气藏
大中旺	旺 21	沙一下	1765.6～1774.6	5m/m	/	22018	/	79.05	3.6	17.1	0.12	/	1.3134	CO_2 气藏
	旺古 1	奥陶系	2442.3～2534.9	套畅	/	11309	406	95.09	2.96	1.95	/	/	1.4842	水溶气
齐家务	齐古 1	奥陶系	3361.27～3633.36	畅溢	/	少量	188.7	67.33	/	15.29	5.82	1.16		水溶气

近沧县降起，由于周边老山淋滤水的冲刷、溶蚀、水解作用而生成二氧二碳气。

(3) 也有少数二氧化碳气可能是石灰岩经火山熔岩强烈烘烤热解而形成 该区中生界火山岩发育，厚达百余米，表明深部岩浆沿断裂上窜，高温岩浆与下古生界碳酸盐岩接触，并在断裂附近的圈闭内聚集，形成二氧化碳气藏。

第四节 黄骅坳陷天然气藏的开发特点

黄骅坳陷的天然气藏由于气层厚度大，一般为15～30米，最厚的港506井可达106米，加之气层物性好，原始地层压力高，特别是下第三系气层埋藏深度大，压力系数一般为1.2～1.3，最高可达1.5。板桥凝析气田原始气层压力可达30.2～37.3兆帕，港东含气构造上的新港57井，井口压力就达到27兆帕，致使气井初期产能高，具有高压高产特点。如羊二庄油田气顶，庄7-13井馆陶组射开1911.0～1925.2米井段，2层10.2米，25毫米孔板，日产天然气51.3万立方米；下第三系产能高，如板6井射开板桥油组气层，5层47.8米，油管两翼放喷，开度分别为7～12.5圈，日产气102.5万立方米，凝析油615吨；王官屯油田官3井含气断块，官967井射开沙一段下部生物灰岩1层9.0米，未经酸化，35毫米孔板测气，日产气80万立方米。

然而黄骅坳陷的天然气藏多属于油藏气顶或断块气藏，含气面积小，边水及气体本身弹性能量微弱，以及油环部分生产井的投产，气藏压力大幅度下降，致使气井产能由初期的高产能下降为低产能。如唐家河油藏气顶，1977年气井投产初期年产气量达0.86亿立方米，经过7年的开发，到1984年产气量仅有0.12亿立方米，天然气产量下降了86%，大部分气井已停喷。又如港中306井断块，产气层位为沙一段下部，含气面积1.0平方公里，天然气储量5.4亿立方米，初期（1978年）年产气量为0.6亿立方米，经6年的开采，到1984年，产气量下降到0.17亿立方米，气产量下降了71.6%。

板桥凝析气藏，由于高含凝析油，气藏应保持压力开采，根据相态研究，地层压力与露点压力差值最小（一般小于2兆帕）。气藏地层温度为70～110℃，地层压力23～38兆帕，露点压力34.8～36兆帕，有部分气藏地层压力略高于露点压力形成纯凝析气藏，而有一部分气藏地层压力还小于露点压力，而形成带油环的凝析气藏，这两种凝析气藏都很容易出现反凝析现象，降低了凝析油的最终采收率。

板桥凝析油的开采，由于注水跟不上，带油环的凝析气藏压力下降很快，而纯凝析气藏却采取枯竭式开采，致使部分断块气井停产。如白8断块，经物质平衡法计算，天然气储量为1.18亿立方米，凝析油储量3.45万吨，原始地层压力40兆帕，凝析油含量300克／米^3。1977年3月投产，日产凝析油42.9吨，天然气14.7万立方米，到1980年5月，地层压力下降为5兆帕，累计采出凝析油1.4万吨，采出程度40.5%，天然气累计采出1.02亿立方米，采出程度86.4%，由于压降过大迫使气井停产，有近14%的天然气采不出来。

因此，黄骅坳陷的天然气藏，由于断层的切割，含气面积缩小，并且又处于构造的较高部位，与边水连通性较差，维持压力开采是提高天然气采收率的关键。

第五节 天然气勘探前景

黄骅坳陷赋有优越的地质条件，为天然气的生成、运移、聚集、保存提供了有利的地质基础。目前找到的天然气储量仅占总资源量的3.75%，主要分布于陆地上，占陆地资源量

的 17.1%，因此还有相当多的资源有待勘探，前景是乐观的。

根据天然气热演化成因的深度分带性，以及生油气凹陷控制着天然气的分布规律，提出今后天然气勘探方向如下：

(1) 生物成因天然气　主要分布于 100～2000 米深度内，生储气层有第四系、上第三系、下第三系东营组，部分凹陷中的沙一、沙三段也处于这个深度范围内。依据生物成因气的形成条件认为：渤海湾沿岸的浅层中，都有形成生物气的地质条件，特别是黄骅坳陷边缘的吴桥、盐山、沧东、南皮、乐亭等凹陷，沙一段下部、沙三段有机质丰富，埋藏深度适中(1500～2000 米)，有利于生物气的生成和富集，应是生物气的勘探地区。此外第四系中某些海相沉积物也应重视，并加强研究。

(2) 低成熟气（包括低成熟气和部分高成熟气）　是黄骅坳陷的天然气主要成因类型，目前已找到的天然气储量都是热成因气，其分布规律受生油气凹陷控制，深度范围跨度大(1000～4500 米)，具有层系多、产量高的特点，其中高成熟气占的比重很大，凝析油含量高。寻找热成因气应继续以板桥、歧口、南堡凹陷为重点（图 8–9），此外南皮凹陷中心部分也可能富集热成因天然气。

(3) 高成熟气（包括部分过成熟气）　埋藏深度大于 4500 米，地层温度高，不仅干酪根可直接生成天然气，而且位于该深度范围内的石油也热裂解成天然气，增加了天然气资源。同时高压环境的形成，使天然气藏具有高压高产特点。根据部分深探井资料，如新港

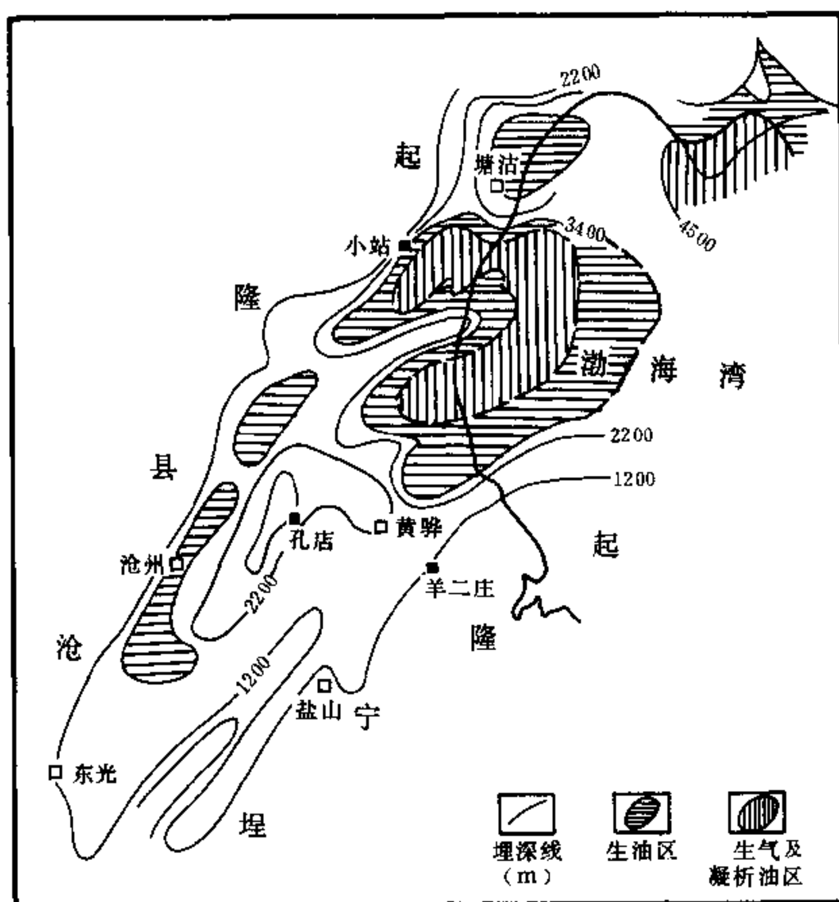


图 8–9　黄骅坳陷沙二段油气生成区分布图

57 井，射开井段 4314.0～4326.4 米，8 毫米油嘴获得天然气日产量 13.7 万立方米，井口压力达到 8.7～17.0 兆帕，可见深部过成熟气的勘探是很有前景的。

岐口、南堡两凹陷的沉积中心在海域，沉积厚度大，油气层埋藏深，沙三段可能在 5000 米以上。海域内生气岩层分布面积大，为 3255 平方公里，剩余天然气资源量约为陆地剩余资源量的 4 倍多，物质基础丰富。海上勘探实践也表明油气富集程度较高，如海 4 井，射开 2809.2～2828 米，12 毫米油嘴日产原油 261.8 吨，天然气 5 万立方米，气油比高，为 193～261 $米^3$／吨，含油气层系与陆地相同。因此广阔的海域是今后天然气勘探的重要地区。

(4) 煤成气勘探　黄骅坳陷中、南部及沧县隆起南段是寻找煤成气的有利地区，因为上述地区除具有煤成气的生成和储集条件外，尚有优质盖层的存在，石膏层的大面积分布，为煤成气的保存提供了极为有利的条件。其中尤以羊二庄、孔店、黄骅—扣村、乌马营等构造带及沧县隆起上的泊镇潜山，最为有利。该区勘探煤成气的目的层有二套：一是石炭—二叠系煤系地层中的砂岩；二是下古生界潜山中的碳酸盐岩，有可能形成古潜山气藏。

第九章　油气分布规律

第一节　油气藏类型

油气藏系指地层中某一圈闭条件下存在的具有工业开采价值的油气聚集，并且该油气聚集具有独立的油、水和压力系统。这些油气聚集若在空间上互相叠置连片，即构成断陷盆地独特的复式油气藏组合。研究油气藏的类型及其分布规律，有助于指导勘探实践，不断开辟寻找石油与天然气的新领域。

一、油气藏分类

关于油气藏的分类，国内外地质学家已做了不少研究工作，提出了多种分类方案：如以И.О.布罗德为代表的形态分类法，按油藏形态分为层状、块状和透镜状；以A.I.莱复生为代表的圈闭形态分类法，按油气藏的圈闭形态分为构造、地层及混合型三大类；近年来随着我国石油勘探事业的飞速发展，王尚文等不少地质学家提出了圈闭成因类型分类法。即在圈闭形态的基础上贯入了圈闭的成因类型，如逆牵引背斜油气藏、不整合地层油气藏等。后一种分类法比较合理和实用，可以充分反映油气藏的特征，进而引导人们去探索油气藏形成的条件和分布规律，对石油与天然气勘探开发工作具有指导意义和实用价值。

对于油气藏的具体命名与划分，本章主要以控制油气聚集的圈闭形态及成因类型为依据，未局限于一个单砂体油气藏的圈闭条件及油水关系。因此无论是海相地层还是陆相湖盆，同一圈闭条件中油气层大都是成组出现；另外还由于储集体的空间变异、断裂切割与多次活动以及供储关系等复杂因素，各单砂层的油水界面并不都是一致的，甚至有时在总的圈闭类型控制下，个别油层的圈闭条件还发生局部性的变化，本来是一个比较简单的油气藏，结果却划分出几个不同类型的小型油气藏，难以进行完整而准确的油气藏描述，以致影响或延续对其分布规律的研究。

在综合上述分类原则的基础上，将黄骅坳陷油气藏类型划分为2大类、5亚类13种(表9–1；图9–1)。

二、各类油气藏特征

1. 构造油气藏

由于褶皱和断层作用，使岩层变形或错位，形成构造圈闭，油气聚集其中即为构造油气藏。黄骅坳陷已发现的这类油气藏共分为3个亚类，即背斜油气藏，断鼻油气藏，断块油气藏，细分为8种（表9–1）。是本区勘探程度较高，个数最多，成果较大的一类油气藏，也是目前黄骅坳陷主要的油气藏类型。其储量占已探明总储量的95%以上。

(1) 背斜油气藏　油气聚集在背斜圈闭中称背斜油气藏。背斜油气藏分为以下4种类型：

1）逆牵引背斜油气藏。黄骅坳陷投入钻探的逆牵引背斜构造共计13个，已证实为油气藏的有10个，钻探成功率高达80%，其探明储量占总储量的15%。由于分布的部位和层位不同，所形成油气藏的规模、特点和富集程度也有差异，大致可分为三种情况：

第一种是分布在盆地边缘大断层下降盘的上第三系逆牵引背斜油气藏。如杜林、南12

西、庄浅 2 等，在这类圈闭发育过程中，其侧向接触一套坚硬的古生界老地层，断面较为平直，因此逆牵引背斜形成条件（塑性地层，弯曲断面等）稍差，圈闭规模较小，一般面积小于 5 平方公里，幅度小于 100 米。由于地处坳陷边缘，油气供应不如临近凹陷的逆牵引背斜充分。又因接近供水区，油气保存条件较差。上述情况导致其富集程度低，原油物性差。密度 0.93～0.97 克／厘米^3，粘度 82～244 毫帕秒，胶质加沥青质含量 27%；

第二种是分布在坳陷内二级构造带主断层下降盘的上第三系逆牵引背斜油气藏，如港东、羊二庄、高南等，形成条件相对优越；

第三种是二级构造带主断层下降盘的深层逆牵引背斜油气藏。如马西、官 1、官 3 构造。

表 9–1　黄骅坳陷油气藏分类表

类	亚　类	序号	种	实　　例
构造油气藏	背斜油气藏	1	逆牵引背斜油气藏	港东，羊二庄，庄浅 2，杜林，高南，马西，板中东，官 1，官 3
		2	披覆背斜油气藏	港西，王徐庄，羊三木，孔店
		3	挤压背斜油气藏	板桥，乌马营，北堡，张巨河
		4	拱升背斜油气藏	高尚堡，塘沽
	断鼻油气藏	5	断层遮挡的鼻状构造油气藏	唐家河，六间房，周清庄，友谊，柳赞，段六拨，小集
	断块油气藏	6	地垒断块油气藏	官 80，枣南，自来屯
		7	掀斜断块油气藏	滨南
		8	交叉断层断块油气藏	歧 50，歧 15
地层岩性油气藏	岩性油气藏	9	砂岩上倾尖灭油气藏	大张坨，滨北，联盟
		10	凹陷中心浊积岩体油气藏	港深 32–33 砂岩体
	地层油气藏	11	地层超覆油气藏	歧 26
		12	地层不整合油气藏	歧 647
		13	古地貌油气藏	风化店中生界安山岩，南 60

后两种是黄骅坳陷逆牵引背斜油气藏的主要组成部分，也是这种类型的典型实例。现将此三种油气藏的特点归纳如下：

①背斜圈闭形态。背斜长轴平行于断层走向，两翼不对称，回倾翼短而陡，浅层逆牵引背斜顶部张性断层发育，构造比较复杂，常形成复式地堑结构（图 9–2）。深层（沙河街组）逆牵引背斜因塑性地层发育，晚第三纪产生的断层未能切入深层，因而断裂不发育，构造比较简单（图 9–3）。逆牵引背斜圈闭面积较大，一般 5～12 平方公里，构造幅度 50～150 米。圈闭面积的大小与大断裂活动强度和规模密切相关。如港东主断层晚第三纪活动强烈，落差约 200～300 米，形成了面积较大的港东逆牵引背斜，构造面积 20 平方公里，圈闭幅度 150 米。孔店构造带的孔东断层，在官 3 断块沙一段下部落差 50～100 米，官 3 逆牵引背斜构造面积仅 0.5 平方公里，幅度 100 米。

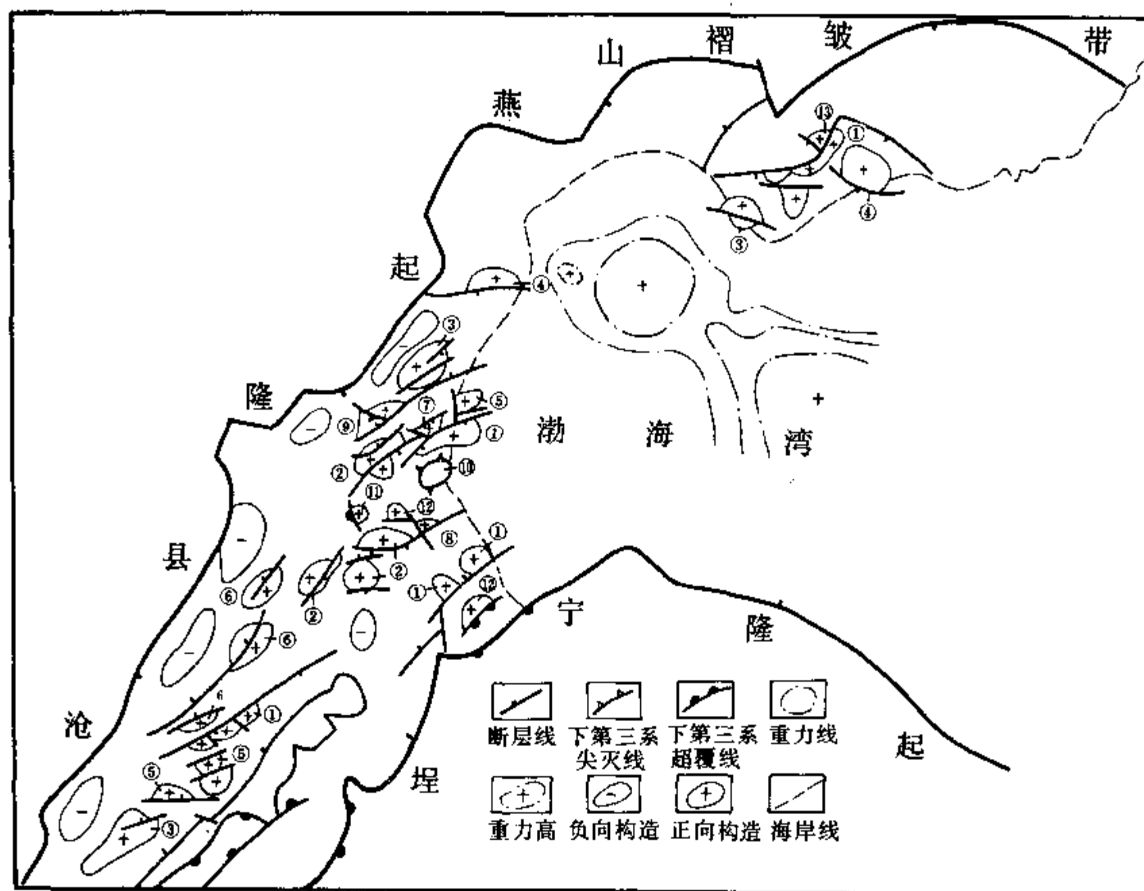


图 9-1 黄骅坳陷油气藏类型分布图

①—逆牵引背斜油气藏；②—披覆构造油气藏；③—挤压背斜油气藏；④—拱升背斜油气藏；
⑤—断层遮挡的鼻状构造油气藏；⑥—地垒断块油气藏；⑦—抬斜断块油气藏；
⑧—交叉断层断块油气藏；⑨—砂岩上倾尖灭油气藏；⑩—凹陷中心浊积岩体油气藏；
⑪—地层超覆油气藏；⑫—地层不整合油气藏；⑬—古地貌油气藏

②储集层发育，油层物性好，厚度大。由于逆牵引背斜位于长期活动的大断裂下降盘，各类砂体堆积较厚。特别是上第三系，储集层属河流相沉积，砂层发育，埋藏浅（小于 2000 米），孔隙度 30%左右，渗透率最大达 1000×10^{-3} 二次方微米以上，最小 100×10^{-3} 二次方微米左右。深层油气藏储集层为重力流水道砂类型，砂层分布集中，如马西深层油藏沙一段下部，砂层厚 100～140 米，占地层厚度的 50%以上，但由于埋深大（油层埋深 3800～4000 米），压实和成岩后生作用造成物性较差，以次生孔隙为主，孔隙度最大 17.4%，最小 1.5%，平均 13%，渗透率最大 112×10^{-3} 二次方微米，最小小于 1×10^{-3} 二次方微米，平均 11.2×10^{-3} 二次方微米。

上第三系逆牵引背斜油气藏，一般含油井段较长，但主力油层集中，分布于明化镇组下部（明三—明四油组）和馆陶组上部（馆Ⅰ、Ⅱ）。油层厚度一般为 16～23 米。深层马西油气藏平均厚 35.5 米，最大 68.6 米。但因断层切割作用，导致断块间油层厚度有较大差异，如羊二庄逆牵引背斜油气藏Ⅰ断块明三油组油层厚 21 米，Ⅱ断块油层则厚约 15 米。一般油

层厚度与圈闭幅度、渗透砂层厚度成正比关系。其厚度系数（油层与渗透砂层之比值）平均为 0.58。

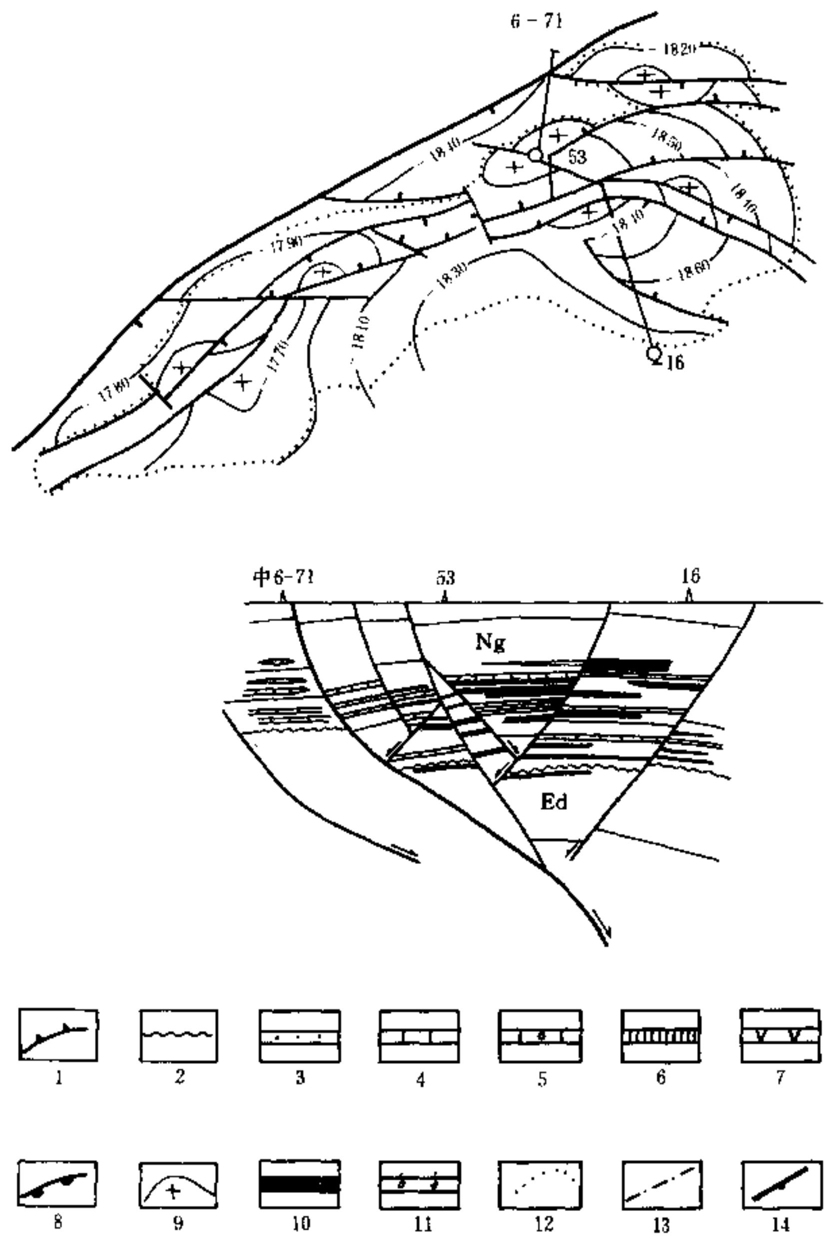


图 9—2　港东逆牵引背斜油气藏

1—剥蚀线；2—不整合线；3—砂岩；4—石灰岩；5—生物灰岩；6—石膏层；7—火山岩；8—超覆线；9—构造高点；10—油层；11—气层；12—含油边界；13—含气边界；14—断层

③深浅层原始油水界面压力系统变化特点不同。上第三系浅油气藏，油水界面常以油砂体为单元，平面上因断层切割，油水界面因断块而异。如港东油气藏明化镇组油层，断块间油水界面差 20～30 米。但在简单断块，油层厚度大，连通性好的主力油层中，油水界面比较统一，如羊二庄明三^{5}油层，具有统一的原始油气界面和油水界面。沙河街组深部油气藏，由于油层集中，断裂不发育，其原始油水界面单一。如马西深层油藏板Ⅱ、Ⅲ油组分别

具有统一的油水界面。

逆牵引背斜油气藏一般边底水比较活跃，如港东油田一区六断块，边部水体大大超过含油体积，形成比较活跃的天然水压驱动，地层能量得到很好的补充，地层压力下降缓慢，开采 16 年（1968～1984 年）内仅下降 0.2～0.3 兆帕，采出程度达 60%，采油速度仍保持在 1%。上第三系逆牵引背斜油气藏属张性断层发育的浅层油气藏，原始地层压力接近于静水柱压力，为正常压力系统。深层逆牵引背斜油气藏系自生自储类型，保存条件良好，如马西、板中东，压力系数为 1.2～1.47，成为油田高产的重要条件。

④深浅层油气藏原油性质不同。上第三系油气藏属下生上储类型，油源来自深部地层，因此往往具有原油密度大、胶质沥青质含量高、粘度高、含蜡低、凝固点低的特点（表 9-2）。而深层油气藏（马西、板中东等），其原油物性好，具有密度低、凝固点低、粘度低、胶质沥青质含量低，含蜡量高的特点。

黄骅坳陷内逆牵引背斜油气藏，储量丰度高，每平方公里为 100～370 万吨，属高丰度油气藏。

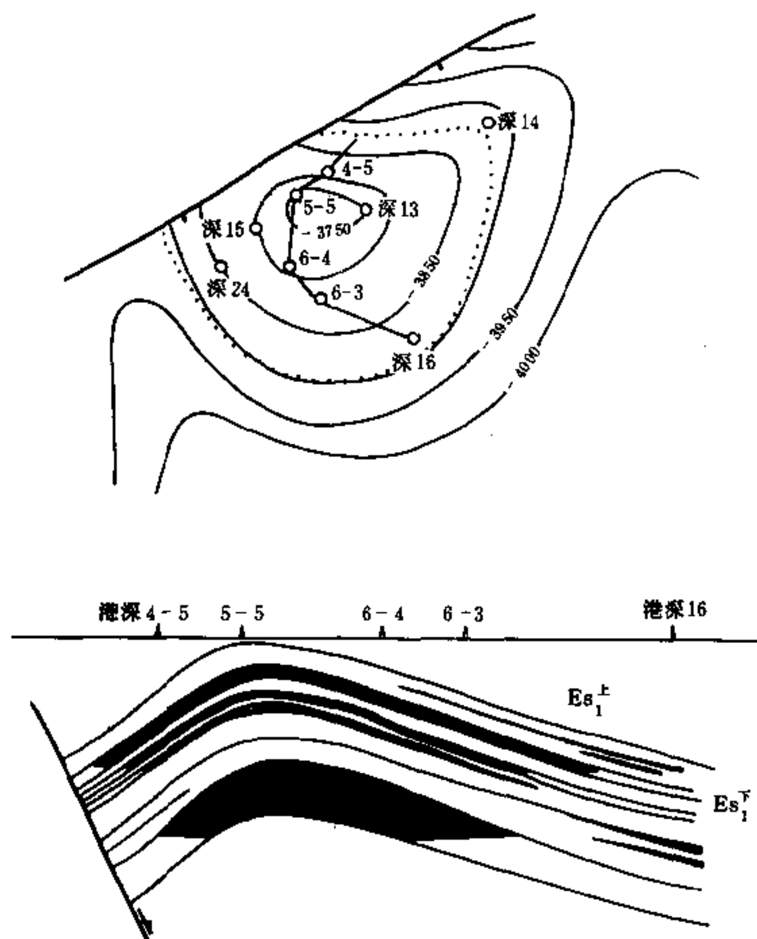


图 9-3　马西逆牵引背斜油气藏

图例同图 9-2

表 9–2　黄骅坳陷深、浅层原油性质表

项目 类别	原油密度 (g/cm³)	粘　度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶质+沥青质 (%)
浅　层	0.87～0.93	12～139	−26～26	6～10	9～17
深　层	0.84	6.2	28	12	5

2）披覆构造油气藏。坳陷内已发现 4 个披覆构造油气藏，即港西、王徐庄、羊三木、孔店油田。探明石油储量占全油田总储量的 23%。

①披覆构造油气藏的圈闭比较简单，第三系不整合披覆在盆地内古凸起之上，形成披覆背斜。背斜核心为前第三纪高凸起，除王徐庄构造外，其它 3 个构造顶部均缺失下第三系，上覆地层具顶薄翼厚的特点，两翼平缓，倾角约 1°～3°，由浅至深构造幅度增大。构造相对简单，仅港西构造断层密度大，平均 1.8 平方公里有一条断层。构造面积大小取决于古凸起范围大小。如港西凸起面积约 125 平方公里，其上第三系披覆背斜圈闭面积亦较大，约 60 平方公里；羊三木凸起范围较小，披覆背斜圈闭面积亦小，为 10 平方公里（图 9–4，9–5）。

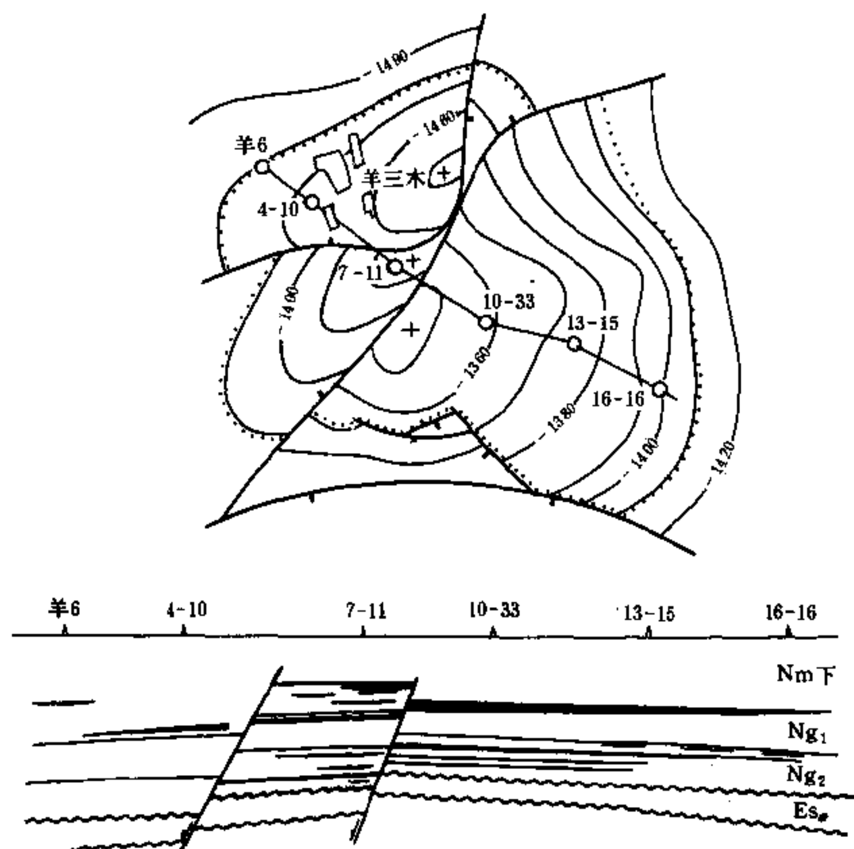


图 9–4　羊三木披覆构造油气藏

图例同图 9–2

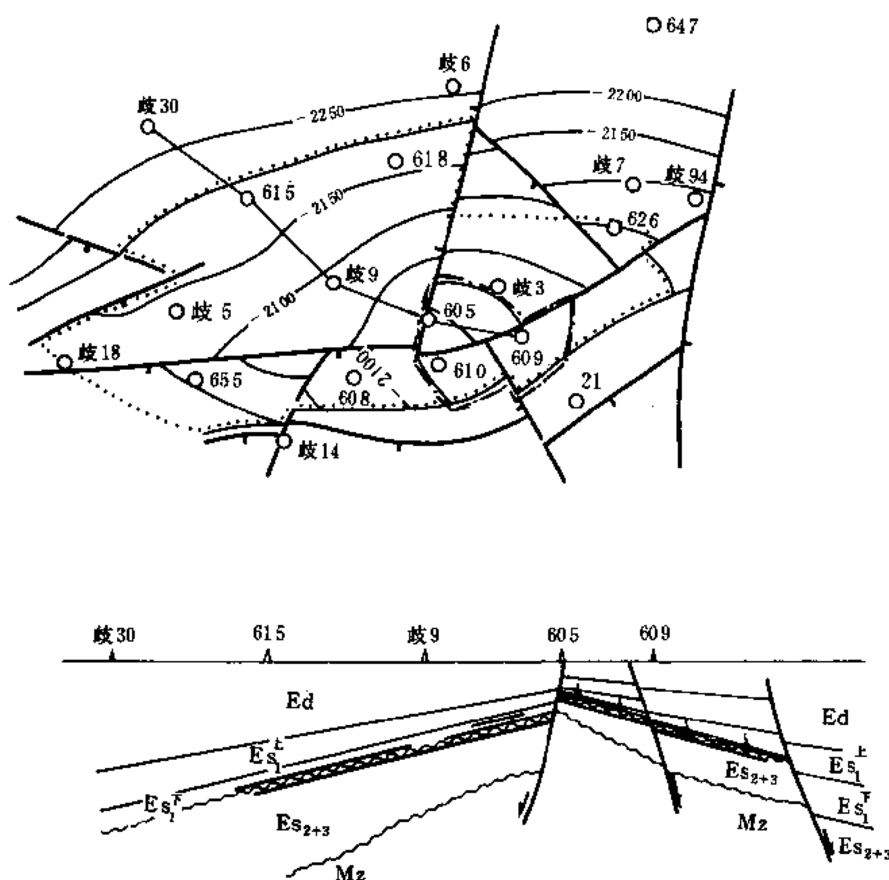


图 9–5 王徐庄披覆构造油气藏

图例同图 9–2

②披覆背斜油气藏的储集层一般较好，储集层具有两种岩石类型，即砂岩和生物灰岩。砂岩储集层分布于上第三系，如港西、羊三木、孔店油田，为一套河流相沉积物，埋藏浅（小于 1500 米），压实作用影响小，储油物性好，平均孔隙度大于 30%，空气渗透率 $330\times10^{-3}\sim710\times10^{-3}$ 二次方微米，属中高渗透层。以生物灰岩为储集层的油气藏，系指王徐庄油田沙一段下部油层，该储集层埋藏适中（2000 多米），以螺藻鲕灰岩为主，属生物滩沉积，原生孔隙发育，加之具有较多次生裂隙，油层物性较好，平均孔隙度 25%，渗透率 132×10^{-3} 二次方微米。酸化效果尤佳。如歧 607 井 6 毫米油嘴日产油 8.6 吨，气 2513 立方米；酸化后，同一油嘴日产油 87 吨，气 10323 立方米，产量增加了 10 倍。

③油层厚度大，最厚 50 米，一般 20～30 米，而且主力油层集中，一般油层分布在紧靠不整合面以上（即储集层的上部）30～70 米井段内，仅港西油田因上第三系断层十分发育，具有"断层断多高，油气窜多高"的特点，含油井段长达 300～600 米，但其主力油层集中分布于明下段。油层厚薄与储层发育程度有关。如羊三木、王徐庄油田构造高点储集层厚度小，渗透性差，翼部储集层厚，物性好，油层也相应增厚。王徐庄油田沙一段下部，构造顶部厚 5 米，翼部厚 10 米。羊三木油田Ⅲ断块高部位油层厚 25 米，翼部厚 40 米。

④披覆构造油气藏由于油气运移途径、距离之不同，造成上下第三系原油物性的差异。

上第三系油藏由于分布在生油凹陷的边缘或凸起之上，油气沿不整合面经过较长距离的运移(约 10～15 公里)，导致原油性质变差（表 9—3)。

表 9—3　原油性质表

油　藏	层　位	密　度 (g／cm³)	粘　度 (mPa・s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶质沥青质 (%)
港　西	上第三系	0.922～0.966	103～1089	−8.8～11	3.5～8.7	16～26
羊三木						
孔　店						
王徐庄	下第三系	0.86	15	30	13	8.9

因为上第三系原油性质较差，含气量小，一般初期产量较低，平均日产量 11～15 吨。虽然羊三木等油田馆陶组底水油层发育，但因原油地下粘度大，储集层非均质明显，水驱油效率低，油层自喷能力差。王徐庄下第三系油气层则不同于浅油气藏，由于原油性质好，油气比高，油层弹性能量较高，加之边水活跃，油层物性好，具有薄层高产的特点，初期平均单井日产达 60 吨以上。

⑤披覆构造油气藏油水关系受构造控制，即构造完整，油水系统单一；断裂发育，油水关系复杂。羊三木、孔店、王徐庄油田，构造比较简单，断裂较少，油水界面比较清楚。孔店油田主力油层馆Ⅱ油组在断层上、下盘分别具有统一的原始油水界面。王徐庄油田沙一段下部和羊三木油田馆Ⅱ油组原始油水界面也是统一的。港西油田因后期构造活动强烈，北东、北西向两组断裂发育，构造破碎，垂向剖面砂、泥岩交互频繁，造成纵向上油、气、水层间互出现，平面上同一油组油水界面也因断块而异。

3）挤压背斜油气藏。挤压背斜油气藏一般分布在箕状凹陷或双断型断陷中央，由于侧向挤压作用形成背斜，油气聚集其圈闭之中成为挤压背斜油气藏。这类圈闭在黄骅坳陷已钻探 5 个，获工业油气流的 4 个，钻探成功率 80%，截至 1985 年底探明原油储量占总储量的 0.8%，天然气探明储量占总储量的 58%。目前勘探程度较高的是板桥油田，其次是北堡含油构造，现以板桥油田为主论述其油气藏特点：

①圈闭类型为被断裂复杂化的背斜构造。挤压背斜的形成与水平方向的挤压有关，因此圈闭规模较大，面积约 50 平方公里，幅度 100～400 米，其走向大致平行于坳陷边界大断层，与压应力方向垂直。板桥挤压背斜呈北东走向，平行于沧东和大张坨断层。灯明寺—乌马营构造走向则与黑龙村、沧东断层走向一致。构造两翼不对称，面向断层活动强的一翼，往往构造幅度大，地层倾角陡，板桥构造西北翼面临沧东一级大断层，其构造幅度、地层倾角均较东南翼大。顶部被拉张，在褶皱的枢纽部位发生对偶式正断层，形成轴部陷落，组成沿构造长轴分布的地堑结构，所以此类构造一般可分为 3 个大的块体，即两翼为半背斜，中间为地堑块，地层厚度常呈顶厚侧薄，隆起幅度则上大下小。构造形成时期与所处凹陷的主要发育时期一致，一般产生于早第三纪，如乌马营为渐新世早期形成，板桥构造形成于渐新世中期，北堡构造形成于渐新世晚期。但它们均结束于晚第三纪，构造结构具下第三系复杂、上第三系简单的特点（图 9—6)。

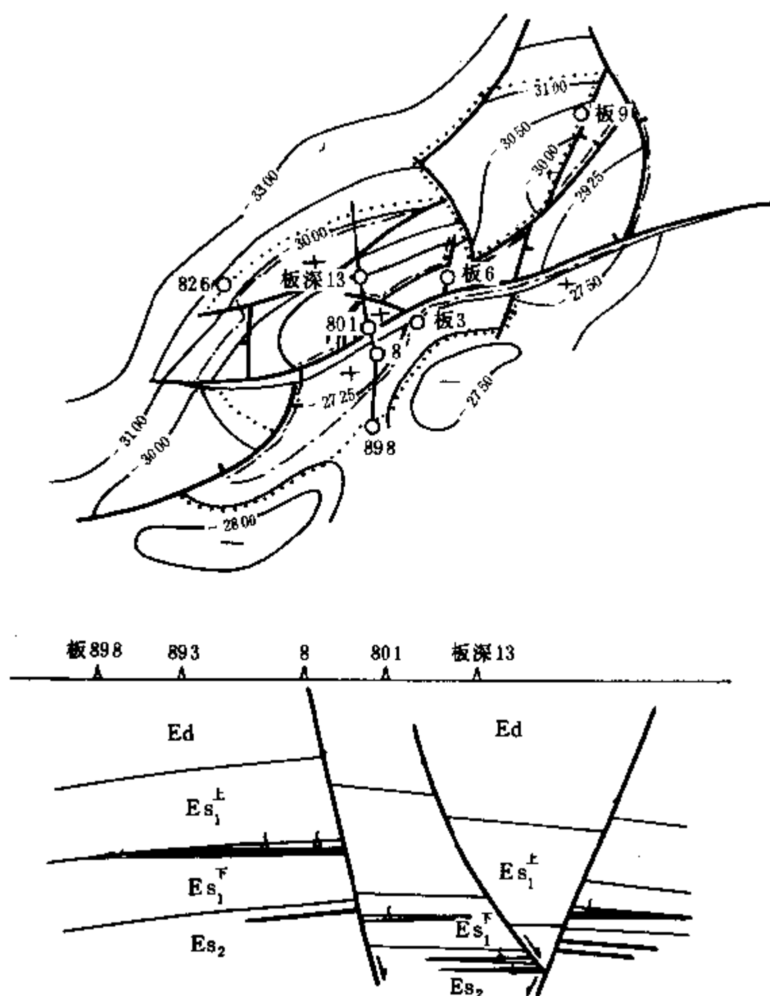


图 9-6 板桥挤压背斜油气藏

图例同图 9-2

②储集层以重力流水道砂、近岸水下扇等沉积类型为主，油层物性较好。该类圈闭临近盆地陡岸部位，因此沉积物常常以水下冲积扇、浊积岩等砂体为特征。板桥沙一、二段储集层均来自北东和小站的水下扇及浅水重力流水道砂。北堡东营组储集层来自北侧隆起带的近岸水下扇，砂层发育，约占地层厚度的 30%，但横向变化大。储油物性，东营组、沙一段一般较好，如北堡东二段油层孔隙度 22%，渗透率 57×10^{-3} 二次方微米。板桥油田油层物性纵向上随埋深增大而变差，沙一段主力油层板Ⅱ油组埋深 2500 米，孔隙度 22%，渗透率 222×10^{-3} 二次方微米。沙二段主力油层滨Ⅳ油组，埋深 3000 米，孔隙度 14～15%，渗透率一般 $<1\times10^{-3}$ 二次方微米。

③含油气规模与所处凹陷生油条件的优劣有关。当凹陷具有多套生油层系，油气资源比较丰富，则油气聚集规模大。如板桥油田具有沙三、沙二、沙一多套生油层和多套储油气层系，其主力油层沙一段下部板 2 油组含油气面积 11 平方公里，叠加含油气面积约 36 平方公里，占圈闭面积的 70%。凹陷的生油条件差，含油气亦较局限，如灯明寺—乌马营构造，

因处于生油凹陷边缘，油源不足，虽然圈闭面积较大（约 20 平方公里），但含油范围小，有利含油气面积仅占圈闭面积的 25%。

④油层分布特征。两翼半背斜含油气面积较大，富集程度高，油气藏灌满系数为 0.8～1，而地堑区油气富集程度较低，含油气面积较小，油水关系复杂。如板桥油田，共有 3 套油层 12 个油组（沙一段 6 个，沙二段 3 个，沙三段 3 个），其中，以板 2、板 4、滨Ⅰ、滨Ⅳ为主要含油气层。油气层总厚度 30～50 米，主力油气层板 2 油组厚度约 17 米，油气层有效厚度等值线图表明，构造高部位油层（包括断块）厚度大，向低断块及两翼变薄，体现了背斜油气藏的特点。

⑤油藏内部流体（油、气、水）重力分异明显，各断块油（气）水界面自成体系。板桥构造沙一段下部板 2 油组，在背斜南翼原始油气界面和油水界面均较构造北翼浅 200 米左右。

⑥原油性质好，单井产量高。板桥及北堡油气藏均处于黄骅坳陷边部凹陷，具有相同的富含生成凝析油气的母质，加之凹陷沉降幅度大，热演化程度高，易形成凝析油气藏。凝析油性质具“四低三无”特点：即密度低（0.76～0.78 克／厘米^3）、粘度低（0.88～1.1 毫帕秒）、凝固点低（-30～-22℃），初馏点低（57～98℃）；无含蜡量、无含硫量、无胶质加沥青质。原油性质具“三低一高”特点：即密度低（0.82～0.84 克／厘米^3）、粘度低（2～6 毫帕秒）、胶质沥青质含量低（3～7%）；气油比高（250～500 米^3／吨）。原油性质好，油层弹性能量大，自喷能力强，单井初期日产达 50 吨左右。

4）拱升背斜油气藏。由基岩块体上拱所形成的背斜圈闭，油气聚积其中形成拱升背斜油气藏。黄骅坳陷已发现高尚堡、塘沽 2 个拱升背斜油气藏，探明原油储量占总储量的 12%（高尚堡油田储量仅指沙三段油层）。

①拱升型背斜圈闭的形成受基岩块体抬升的控制。拱升背斜圈闭具有垒式结构的特征，一般可划为 3 大部分，即高垒块、缓坡带、陡坡带。沿构造长轴发育有两条主断层，基岩呈地垒块凸起，如高尚堡主断层和高北断层所夹持的高垒块，高北为缓坡带，高南系陡坡带。塘沽构造南侧，海河断层下降盘为陡坡带，塘 1 井断层北为缓坡带（图 9-7）。

主断层主要活动时期为早第三纪，定型于东营组末期，晚第三纪减弱。高垒块在早第三纪沉积时期为水下隆起，东营组末期构造继续拱升，以致缺少东营组或更老的地层。背斜构造的规模与主断层断距，块体拱升强度有关。高尚堡主断层下第三系断距约 1000 米。强烈的构造运动形成了高尚堡大型构造带，面积 120 平方公里，幅度 500 米。但构造比较复杂，断层非常发育，如高尚堡垒块面积仅 40 平方公里，就被次级断层切割成 21 个大小不等的断块，平均断块面积 1.9 平方公里。

②储集层分布明显受沉积相带的控制。高尚堡油田主要含油目的层为沙三段，沉积类型为近岸水下扇，储集层分布受柳赞水下扇及南 12 水下扇控制，本区属扇端沉积。靠近柳赞水下扇扇中部位，砂层发育，厚度大，沙三段约 150～200 米，储油物性较好，孔隙度 15～23%，渗透率 $25\times10^{-3}\sim1160\times10^{-3}$ 二次方微米，属中低渗透层。油层厚度随砂层的发育而增大，其分布受高垒块控制。因拱升背斜的高垒块长期处于构造高部位，始终是油气运移指向，形成了地垒块整体含油的特点。纵向上主力油层（高尚堡沙三$_3$，塘沽沙三$_{3+4}$）紧邻生油层（高尚堡沙三$_4$，塘沽沙三$_5$）分布。在垒块倾没部位，形成多套含油层组（高尚堡南台阶沙三$_3$～沙三$_1$、沙二、沙一均有油层）和较厚的油气层，高尚堡的油层一般厚 20～40 米。向东倾没端，由于近物源，油层组增多，砂层增厚，油层厚度相应增加，如高 13 井沙三$_{2+3}$ 共有油层 25 层，厚 97 米。

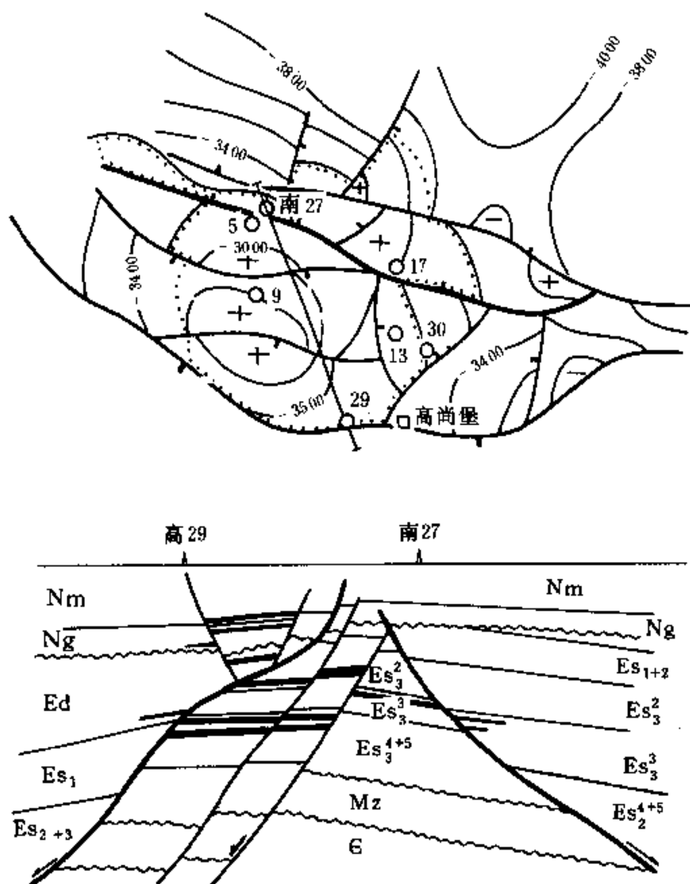


图 9—7　高尚堡拱升背斜油气藏

图例同图 9—2

③拱升背斜构造一般面积较大，含油规模也较大。如高尚堡构造已探明含油面积 30 平方公里，储量丰度高，平均每平方公里 218 万吨。但由于断层切割及多套生储组合，则形成复杂的油水系统。如高 7 井断块，高Ⅲ、高Ⅱ、高Ⅰ油组自成油水系统。如果砂体发育，油层组之间隔层不明显的断块，可能具有统一的油水系统，如高 30 井处于垒块倾没部位，已钻穿高Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ油组，并未发现含水层。

④油气藏原始地层压力的大小与沉积相带有密切关系。一般水下扇的前缘砂体岩性变化大、封闭性强、压力系数大。如处于南 12 水下扇前缘的高 14 井一带压力系数为 1.3，处于柳赞水下扇前缘的高 12 井一带，压力系数为 1.3～1.4。但位于水下扇扇中部位的高 30 井一带砂层发育，大面积连通，形成正常压力系统，压力系数 1～1.02。

⑤主要目的层的原油性质一般较好。高尚堡沙三段原油密度一般 0.85～0.87 克／厘米^3，粘度一般 12～22 毫帕秒，凝固点 28～41℃。气油比 61～251 米^3／吨。油井初期日产量较高，为 30～100 吨。处于水下扇前缘带岩性变化大，断块分割强，边、底水不活跃，油井产量递减比较快，单位压降产量平均约 50 吨。处于水下扇扇中部位，油层分布广，连通性好，油井自喷期长，生产比较稳定，如高尚堡垒块倾没部位的高 13、高 30 块，自喷期长达 1～3 年，油井压力下降慢，产量递减也慢。

(2) 断鼻油气藏　由断层遮挡的鼻状构造形成的油气聚集，称断鼻油气藏。断鼻圈闭在

坳陷内分布较为广泛。已发现的油气藏有唐家河、六间房、周清庄、友谊、柳赞、段六拨、小集等，这类油气藏一般分布在二级构造带主断层的下降盘（图 9–8）。

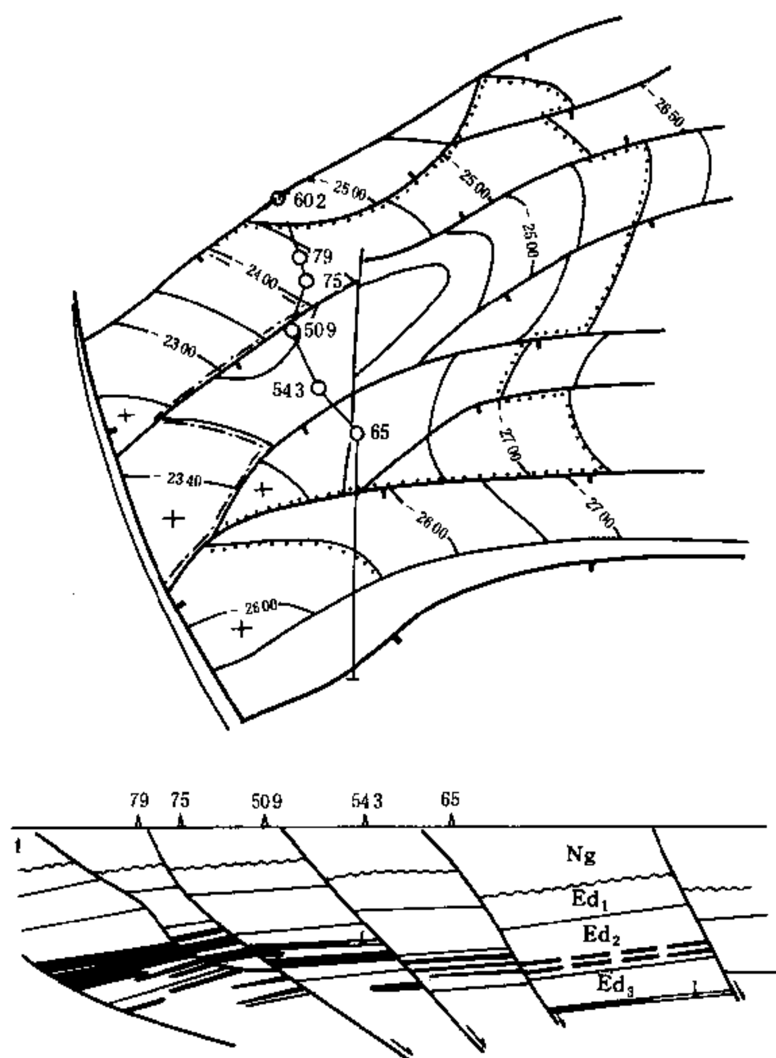


图 9–8　唐家河断层遮挡鼻状构造油气藏

图例同图 9–2

储集层具有两种分布特点，一种是砂体顺断层侧向延展，砂层厚度在腰部较大，向根部和下倾部位变薄。如唐家河油田Ⅰ断块，腰部的 506、83 井砂层厚达 80 米，下倾部位的 304 井变薄，为 55 米，处于鼻根部位的 515 井仅厚 32 米。另一种砂体顺延鼻根方向，在鼻根部位常形成一套粗颗粒混杂的沉积物，厚度较大并向鼻倾没端变薄。如柳赞构造，根据柳 2 井沙三^{5}单砂层厚 5～20 米，总厚 202.5 米，占地层总厚度 46%，翼部的柳 12 井，单层厚 2.5～9 米，总厚 159 米。唐家河油田具有多套含油层系。已发现沙一段下部、沙一段上部、东营组及上第三系多套含油层，东三段油层最厚达 50 米，平均 21 米。通常不同油层组或同一层组不同断块，有不同的油水界面。但当砂层厚度大，而断层断距小，未能错开油层组时，则油水界面比较单一。唐家河油田东三段油层段厚 130 米左右，而切割鼻状构造的断

层断距仅 20～40 米，油层未错开，所以具有统一的原始油（气）水界面。

原油密度约 0.84～0.86 克／厘米^3，粘度 5～10 毫帕秒，凝固点 27～37℃，含蜡量 12～28%，胶质沥青质 7～24%。由于油层厚度较大，原油性质好，边水活跃，油井产量较高，唐家河东三段平均初期日产量 50 吨以上。柳赞鼻状构造柳 10 井沙三^5 油层，7 毫米油嘴日产油 109 吨，一年多来一直稳产在 100 吨左右。这类油气藏一般储量丰度为每平方公里 145～185 万吨。

(3) 断块油气藏　指油气在断块圈闭中聚集，无明显的构造背景。根据断层线与构造等高线组合的不同形式，可将已发现的断块油气藏分成 3 种。即地垒断块油气藏、抬斜断块油气藏和交叉断层形成的断块油气藏。

1) 地垒断块油气藏。一般分布于二级构造带的倾没部位，主断层上升盘。已发现的有枣南、自来屯、官 80 油气藏。其圈闭形态为两条背向正断层的垒式结构，地垒块发育较晚，孔店南部的垒块大多形成于渐新世早期，由于主断层活动强烈，抬升较高，造成地垒块顶不同程度遭受侵蚀。垒块形态呈单斜或平缓的鼻状，常发育北东、北西向两组次级断层，进一步将垒块分割成多个断块，圈闭面积约 1.5～7 平方公里（图 9–9）。储集层发育，物性较好。官 80 断块枣Ⅱ、Ⅲ油组渗透性砂岩厚 37～70 米，孔隙度 17～23%，渗透率 93×10^{-3}～294×10^{-3} 二次方微米；枣南断块枣Ⅳ、Ⅴ油组平均孔隙度 21.6%，渗透率 156×10^{-3} 二次方微米。油层厚度大，枣南断块平均油层厚度 72 米，平面上油层沿断块轴向分布，不受鼻状形态限制。富集程度高，每平方公里原油储量官 80 断块为 406 万吨，枣南断块为 588 万吨。原油性质一般较差，密度 0.88～0.89 克／厘米^3，粘度 76～85 毫帕秒，凝固点 33～39℃，胶质沥青质 25%。远离油源区，原油性质更差，枣园、自来屯油田枣Ⅳ、Ⅴ油组原油密度 0.89～0.92 克／厘米^3，粘度 128～543 毫帕秒，胶质沥青质 25～33%。油质相对好的垒块，油井一般能自喷，初产量较高，如官 80，初期平均日产 40 吨。油质差的枣南、自来屯油田油井不能自喷，日产量一般 18 吨左右。

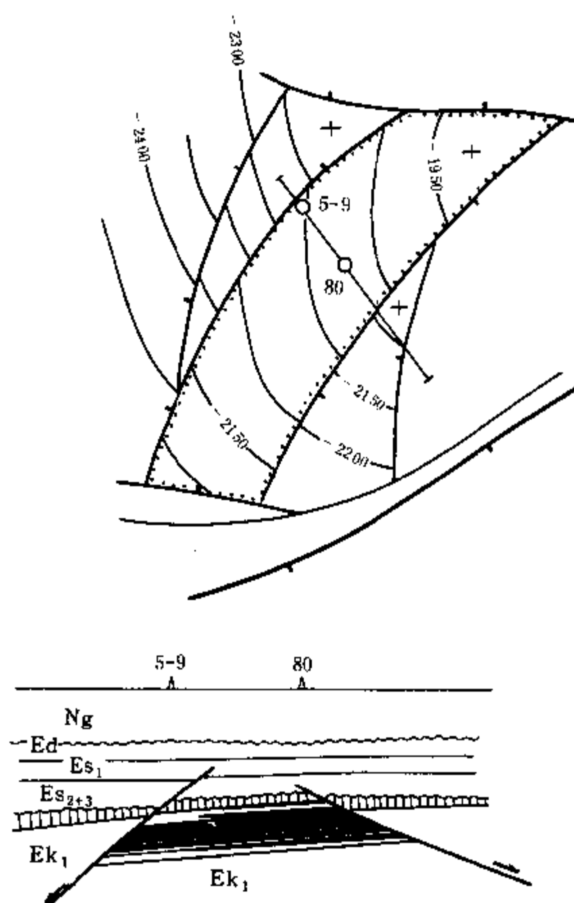


图 9–9　王官屯官 80 地垒断块油气藏

图例同图 9–2

2) 抬斜断块油气藏。由一组反向正断层构成的屋脊断块圈闭，油气聚集其中，形成抬斜断块油气藏。例如北大港构造带港东主断层上升盘滨南断块的沙一、二段油气藏。滨南断

块北以滨海断层为界，东临滨唐分界断层，是一个四周被断层封闭的断块，面积约 22 平方公里。沙一段下部底界形态基本为北倾单斜。发育北东和北西向两组次级断层，北东向断层与主断层和滨海断层走向一致，倾向相同，组成三个南降的窄长抬斜断块，断距 100～300 米，对地层和油层分布起控制作用。北西向断层断距较小，约 50 米左右，将抬斜块进一步复杂化（图 9-10）。滨南断块有五套含油层系，即沙三、沙二、沙一段下部、沙一段上部、东营组。沙一段下部和沙二段为主力油层。

滨南断块沙河街组沉积，随着湖盆不断扩展，砂体也逐层向北东推移，造成不同砂组大面积连片分布，为油层叠加连片提供了条件。储集层物性中等，一般孔隙度 17～22%，渗透率 70×10^{-3}～100×10^{-3} 二次方微米，非均质程度较高。在储集层分布基础上，含油层组形成大面积含油连片，使断块整体含油。油层厚度平均 20 米。断块比较复杂，如滨南Ⅰ断块，滨Ⅲ、Ⅳ油组各具独立的油水界面。原油性质好，且纵向上变化不大。原油密度 0.83～0.85 克／厘米^3，粘度 3～7 毫帕秒，胶质沥青质少于 8%，含蜡量 10～18%。平面上，断块高部位保存条件较差，原油物性较差。压力系数高，平均为 1.24，自喷能力强，试油获日产 50～200 吨级高产井 56 口。但稳产能力较差。

3）交叉断层形成的断块油气藏。由两条不同方向断层组成的断块油气藏。若上倾方向为反向正断层，则易形成屋脊状断块。如南大港构造上升盘的歧 50 井断块油气藏，此外还有歧 15、官 74 断块油气藏（图 9-11）。

此类油气藏均发育于生油凹陷内，沙三段是主要含油层，储集层为沿岸沙坝沉积，厚度大，分选好，储油物性较好，油层段集中，平均为 33～35 米，孔隙度 18～20%，渗透率 43×10^{-3}～100×10^{-3} 二次方微米，一般含油面积小。下第三系油藏，一般油质好，密度 0.86 克／厘米^3，粘度 5～12 毫帕秒，凝固点 30℃，含蜡 14～17%，胶质沥青质 4～12%。油井初期，平均日产 50～100 吨。歧 50 断块边水活跃，能量补给充分，油井生产能力旺盛，试油 6 毫米油嘴，日产原油 156 吨，天然气 3.8 万立方米，且长期高产稳产，单井累计产量高达 23 万吨。断块虽然面积小，但富集程度高，是大断裂两侧寻找高产油气藏的主要对象。

2. 地层岩性油气藏

由于岩性的变化，或纵向上因沉积间断、剥蚀，而后超覆不整合等形成圈闭，并聚集了油气者即为地层岩性油气藏。黄骅坳陷早第三纪，由于经历了多期构造运动，导致多次水进水退，在纵向上产生多个沉积间断和沉积旋回，在多凸多凹的构造背景配合下，提供了形成各类地层岩性油气藏的基础。目前共发现两类 5 种（表 9-1）此类油气藏，由于勘探程度低，因而在探明储量中所占比例很小。

（1）岩性油气藏　主要指因岩性、岩相变化而形成的油气藏。包括砂岩上倾尖灭油气藏和凹陷中的浊积岩体油气藏两种。

1）砂岩上倾尖灭油气藏。主要分布在凹陷或古隆起的斜坡部位，砂体上倾尖灭线与构造等高线交切所形成的圈闭，面积较大，一般大于 20 平方公里，断层不发育，形态比较简单。本区岩性尖灭油气藏分布于下第三系湖相地层中，如大张坨，滨北沙一段下部油气藏。砂体类型多属重力流成因的越底扇体，具有优越的生储组合条件，砂岩的成熟度高，粒级细，为中细砂岩，分选好，具有良好的储集性能，埋深 3000 米的油气层，孔隙度一般 17～20%，渗透率为 300×10^{-3} 二次方微米。由于以自生自储为特点，油气藏多为层状，每个油层组具有独立的油水系统，大张坨凝析油气藏板 2 油组，滨北沙一段下部油藏滨Ⅰ油组各油层的原始油水界面深度均不相同。

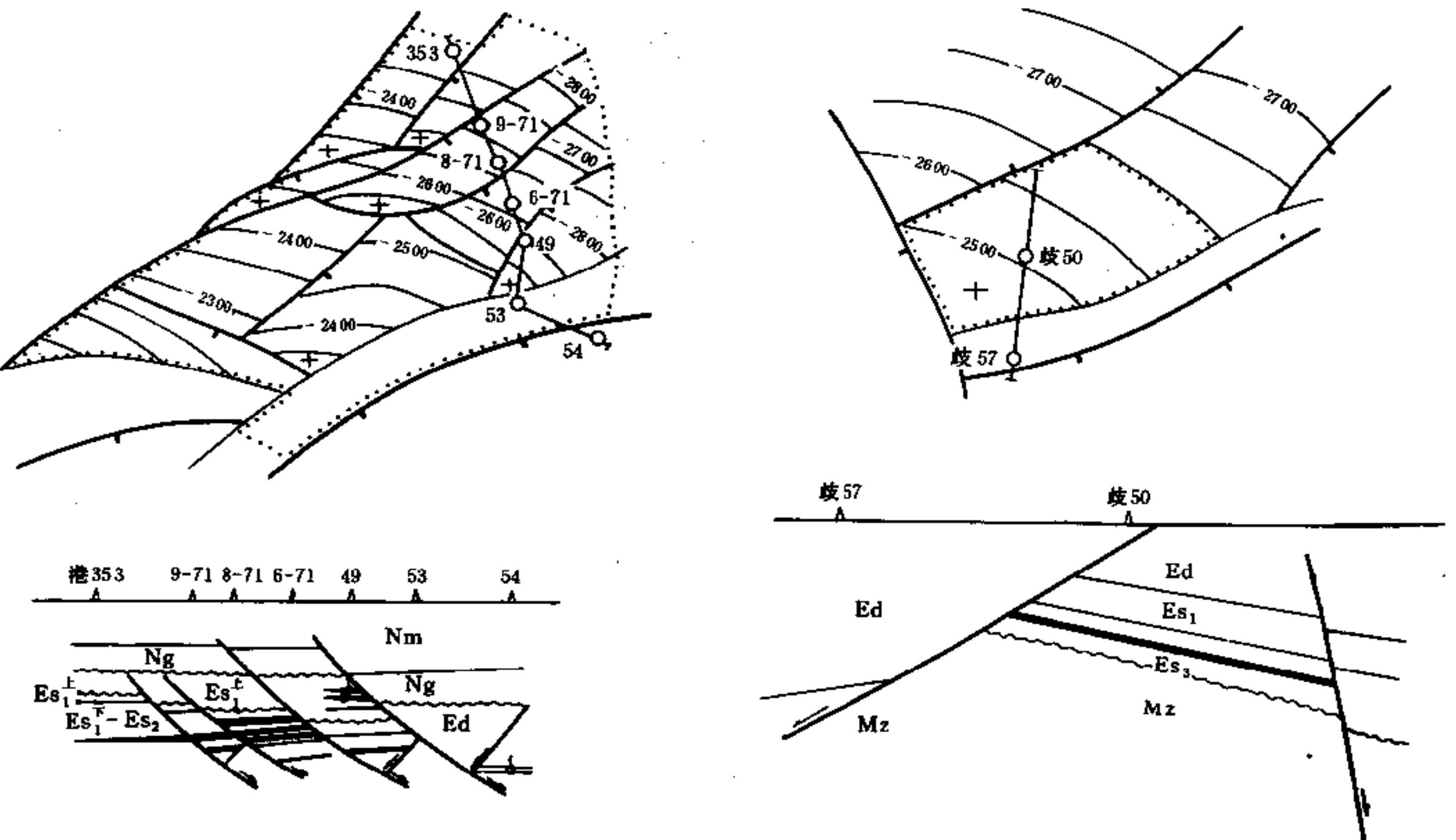


图 9–10 港中滨南抬斜断块油气藏

图例同图 9–2

图 9–11 南中段歧 50 交叉断层断块油气藏

图例同图 9–2

油气层的厚度一般在圈闭高部位薄，中间厚。大张坨凝析油气藏，高部位的板53井油层厚度仅8米，中部的板52井油层厚12米。由于砂层向凹陷增厚，具有较活跃的边水，油层能量比较充分。原油性质好，密度0.84～0.76克／厘米^3，凝固点26～-6℃，粘度4.23～0.9毫帕秒。油气产量高。板52井，10毫米油嘴，日产凝析油97吨，天然气22万立方米。此种油气藏储量丰度小，平均为每平方公里50～100万吨（图9-12）。

2）凹陷中心浊积岩体油气藏。该类油气藏勘探程度较低，目前仅发现歧口凹陷港深32—33井区。圈闭的形成由于浊积岩体在空间上相变为致密层所致。其规模大小与古地形起伏形态和物质来源有关，古地形平坦，物质来源充沛，浊积体分布广，岩性横向变化稳定；反之岩体的厚度与横向变化较大。根据地震地层学资料，歧口凹陷于沙一、二段已发现浊积岩体16个，圈闭面积3～35平方公里，港深32—33井砂体面积23平方公里。浊积砂体一般成熟度较低，分选较差，粒级变化大，油层物性较差，港深32井于4100米取样分析，孔隙度11.2～20.9%，渗透率$0.4\times10^{-3}\sim10\times10^{-3}$二次方微米。

港深32—33井浊积砂体已钻的3口井，平均油层厚9米。但油水关系比较复杂，一般一个油层组或一个单砂体就可能是一个独立的油水系统。原油性质好，密度0.85克／厘米^3，粘度13毫帕秒，凝固点35℃。气油比较高，为300米^3／吨。原始地层压力高，多属异常高压区，压力系数大于1.4，油井具有较高的产量，港深32井，5毫米油嘴日产油75.6吨，天然气21647立方米（图9-13）。

(2) 地层油气藏　在不整合面上、下因地层的超覆与剥蚀而形成圈闭，并聚集了油气者称地层油气藏。包括地层超覆油气藏、地层不整合油气藏和古地貌油气藏3种。

1）地层超覆油气藏。在古侵蚀面上，由于湖盆水域不断扩大，地层向古隆起逐层超覆形成圈闭，并聚集有油气即为地层超覆油气藏。若地质条件优越，诸如超覆层为湖相沉积，具有油气生成的物质条件；超覆区构造背景明显，是油气运移的指向；不整合面为油气运移的途径等，即可形成油气藏。本区由于勘探程度所限，此类油藏发现甚少，已发现的有歧26井区，歧北6井区沙一段下部生物灰岩油藏。它们分别位于王徐庄北坡两个古鼻状构造之上，沙一段下部生物灰岩具有组超层变的特点。超覆线与古鼻状构造配合形成聚油的良好圈闭，圈闭面积较小，约2～3平方公里。由凹陷到古鼻状构造的高部位，沙一段下部可分为三种相带：近凹陷部位为亮晶鲕灰岩，是高渗带，孔隙度>20%，渗透率200×10^{-3}二次方微米；陡坎部位为含鲕生物碎屑泥晶灰岩相，为渗透带，孔隙度20%，渗透率150×10^{-3}二次方微米；古鼻状构造的高部位为泥晶灰岩相，属致密区，是油气的封闭带。油层较薄，一般5～10米，油水系统因层而异。原油性质好，密度0.85克／厘米^3，粘度7毫帕秒，凝固点25℃，胶质加沥青质6%。边水较活跃，单井产量较高，储量丰度仅每平方公里50万吨（图9-14）。

2）地层不整合油气藏。亦名潜伏剥蚀构造油气藏。即上下地层间呈不整合接触，下伏层倾角较大，具单斜结构，上覆地层致密，比较平缓，为封堵层。生储油层均为下伏地层。发现于王徐庄油田北侧647井区。油藏位于不整合面之下的沙三段，地层倾向北东，倾角8°。向南沿上倾方向含油，砂岩渐变致密，具有侧向封堵作用。不整合面之上为沙一段下部白云质灰岩及泥岩，形成良好的盖层。圈闭简单，断层少，面积约2.5平方公里。储油物性较好，孔隙度22.5%，渗透率85×10^{-3}二次方微米。油层比较厚，平均21米，油水关系简单。原油性质好，密度0.86克／厘米^3，粘度6毫帕秒，凝固点29℃。歧647井生产初期6毫米油嘴日产油72吨，由于储油层向凹陷倾斜，油藏具有一定的边水。投入开发以来生产较为稳定（图9-15）。

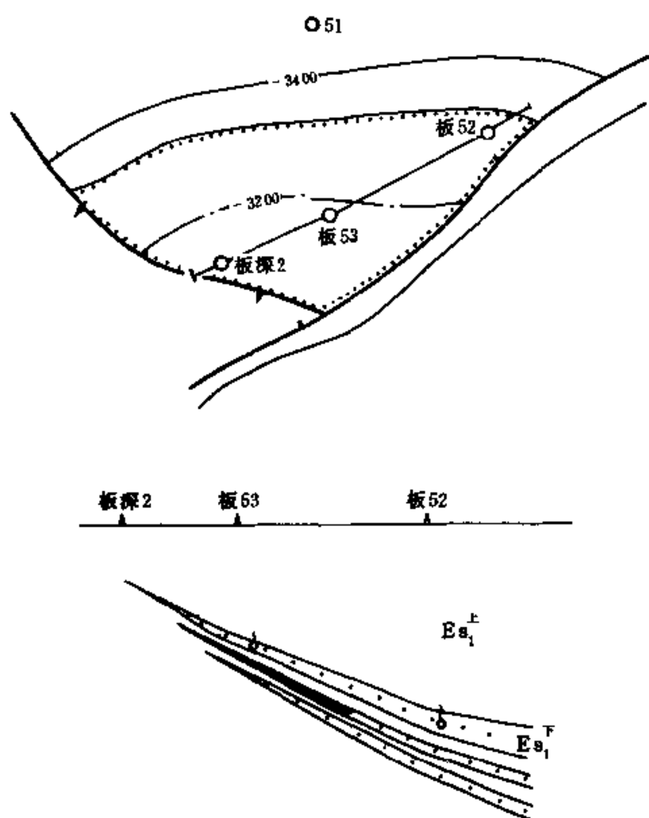


图 9–12 大张坨砂岩上倾尖灭油气藏

图例同图 9–2

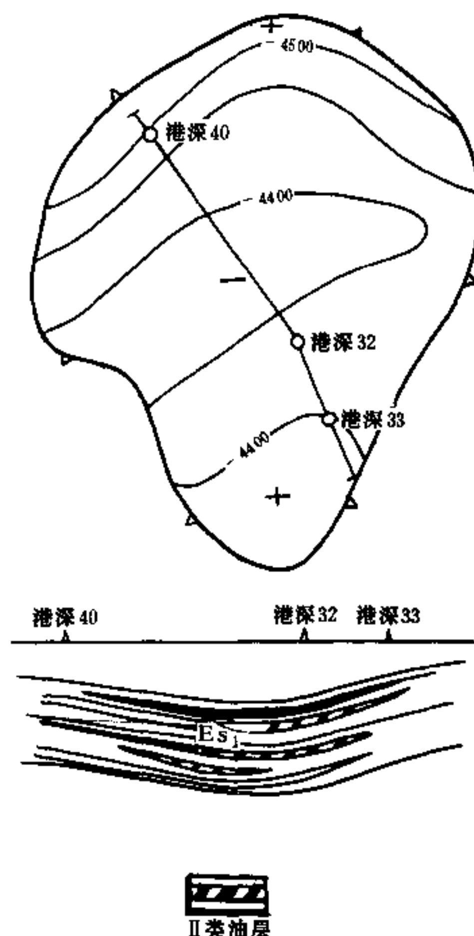


图 9–13 歧北港深 32 井区浊积岩体油气藏

其他图例同图 9–1、9–2

3）古地貌油气藏。在凸起的古侵蚀面上，被不渗透地层覆盖形成古地貌圈闭。黄骅坳陷古地貌油气藏从时代上属前第三纪，从成因及储集层类型上又可分为两种。一种是由火山岩形成的古地貌油气藏，另一种是下古生界碳酸盐岩古地貌油气藏。火山岩油气藏勘探程度较低，而碳酸盐岩油气藏勘探程度较高，已对不同类型古潜山进行了一定程度的钻探，共钻探了 38 个山头，打探井 84 口，但发现的油气藏较少。中生界安山岩古地貌油气藏，发现于南区孔店构造带风化店地区。

①穹丘形地貌山圈闭。现今构造宏观形态为顶部陷落的背斜，面积 17 平方公里。背斜范围内又呈现出多个高低不一、大小不同的局部山头，每个山头面积约 0.6～2 平方公里，与火山岩形成的锥体有关，山头高差可达 100～200 米。孔三段的厚薄与安山岩厚度相反。火山岩厚者孔三段薄，反映了上覆层与古地貌高低的补偿关系。晚期断层发育，多分布在山丘之间的鞍部，断裂活动对古地貌圈闭起着后期改造作用。

②储集层缝洞发育。风化店中生代安山岩属中性次火山岩，岩性相对单一。储集层缝洞发育，按现有岩芯资料分析，有效孔隙度 10～15%，空气渗透率约 $4.8\times10^{-3}\sim100\times10^{-3}$ 二次方微米，属裂缝—孔隙型储集层。

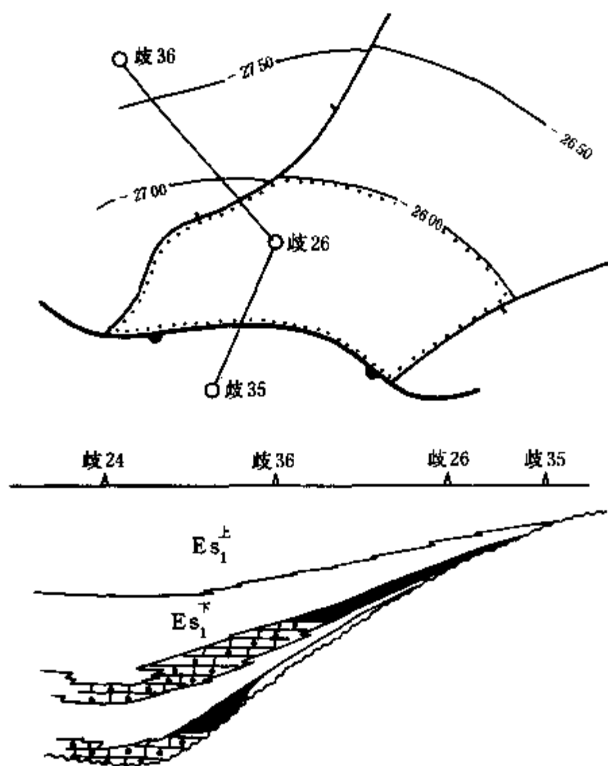


图 9-14　歧北地层超覆油气藏

图例同图 9-2

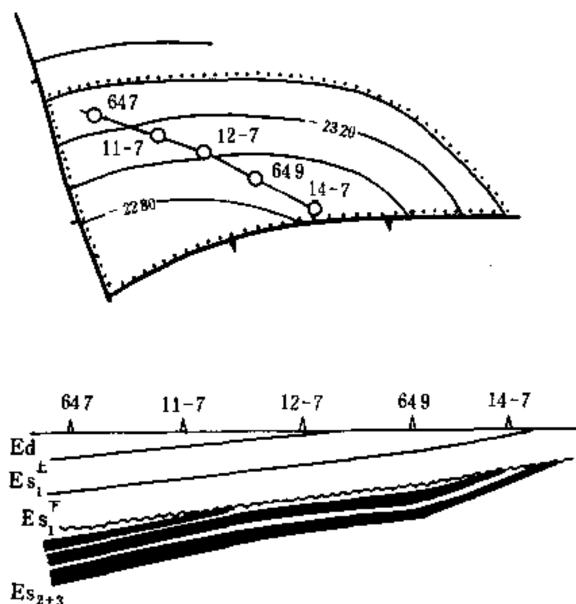


图 9-15　王徐庄歧 647 井区

地层不整合油气藏

图例同图 9-2

③油藏呈块状，含油高度受山头高低及安山岩厚度的控制。古地貌山头高，安山岩厚度大，油藏的高度也大。如枣1270-2 断块，安山岩埋藏浅，厚度 109.9 米（未穿），试油证实油藏高度大于 109.9 米，其它山头含油高度一般 50 米左右。

④大断层分隔油水系统。风化店地区孔西断层断距较大，上升盘安山岩埋深较下降盘浅 400～500 米，侧向与下降盘孔二、三段接触，从而起到分割作用，形成两个油水系统。下降盘油水界面埋深大于 3000 米，上升盘统一油水界面比下降盘浅 200 米。

⑤近油源，原油物性好。根据油源对比，安山岩古地貌油气藏油源来自上覆孔二段。由于运移距离近，原油物性较好，密度 0.86～0.88 克／厘米^3，粘度 21～51 毫帕秒，凝固点 34～36℃，含蜡量 20～

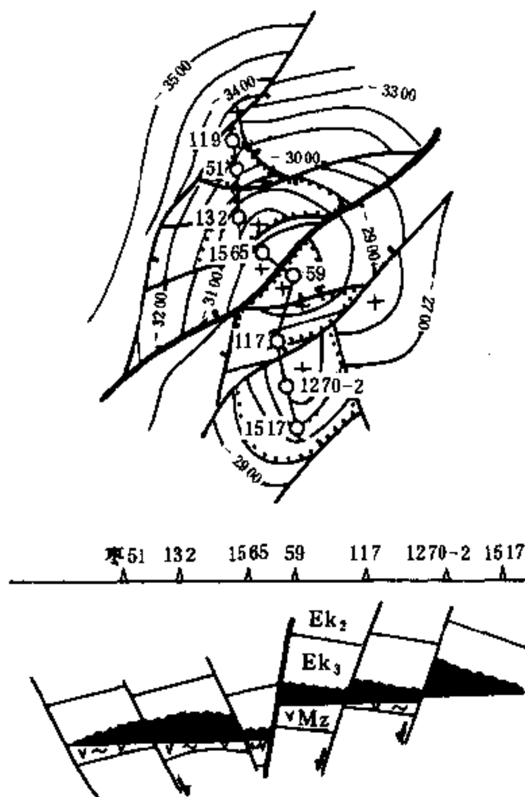


图 9-16　风化店安山岩古地貌油气藏

图例同图 9-2

35%，胶质沥青质 24～27%。

⑥底水较活跃，单井产量较高。初期单井产量平均 88 吨。枣 55 井试油 8 毫米油嘴日产油 255 吨。经 5 个月试采，单位压降产油量 200 吨，生产较稳定（图 9–16）。

至于古生界碳酸盐岩古地貌油气藏，迄今发现甚少，具有代表性的是柏各庄潜山带的南 60 井山头，组成潜山的地层为寒武系府君山组，上覆层为馆陶组，油气通过断面由凹陷运移而来，由于经过长期侵蚀，山头幅度较小，仅 50 米，因而油气藏高度小，含油面积小。属裂缝储油。原油性质差，密度 0.97 克／厘米^3，粘度 765 毫帕秒，凝固点−15℃，含蜡量 2.15%，胶质沥青质 42.6%。单井产量低，无自喷能力。

第二节　复式油气藏

复式油气藏是由多含油气层系、多油气藏类型、多储集岩类组成的油气藏组合。复式油气藏的空间组合是不同层系、不同类型油气藏在纵向上上下叠置，在平面上叠瓦排列，彼此相连成片。常常是以一种油气藏类型为主，其它类型为辅的多种类型油气藏的群体。复式油气藏就是油气聚集带。

一、复式油气藏形成的地质条件

复式油气藏的形成与黄骅坳陷的发展、演化、断块活动及沉积特征密切相关。

1. 发展的阶段性，产生五套含油建造

盆地的发展对沉积起着重要的控制作用，一定发展阶段所形成的生储油建造则是构造运动的历史记录。通过研究，黄骅坳陷大体经历了五个发展阶段，产生了五套含油建造：晚白垩世—古新世发生区域性拱升隆起，大部分地区缺失该时期的沉积。尔后局部裂陷活动开始，中、南部地区曾有火山活动，岩石类型为次黑云母安山岩，微裂缝发育。钻探证实中生界安山岩和砂岩，以及上古生界砂岩和下古生界碳酸盐岩是良好的储集层，构成"新生古储"的第一套含油建造；始新世时在沧东—南皮凹陷区发育成地堑式孤立闭塞的湖盆，形成巨厚的孔店组沉积。孔店组沉积期构成第二套含油建造；渐新世早期，湖盆进一步扩大，各个凹陷互相连通，是盆地基本骨架的形成时期。沙河街组沉积期形成第三套含油建造；渐新世晚期，湖盆收缩，水体变浅。中、北区沉积幅度较大，沉积了近千米厚的三角洲沉积。东营组沉积期构成第四套含油建造；在晚第三纪早期，接受了河流相沉积，呈"披盖式"分布。馆陶—明化镇组沉积时期，砂岩疏松，具有高孔隙、高渗透的特点，构成了"下生上储"的第五套类磨拉石含油建造。

2. 热演化系列的完整性，形成油气的多种类型

生油母质热演化与温度、时间和母质类型有关，而且时间和温度可以互相补偿。黄骅坳陷是一个高地温、高热流值的裂谷盆地，地温梯度比较高，一般为 3.0～3.6℃／100 米；大地热流值也比较高，为 1.5～1.95 热流单位（HFU）。其原因有三：其一，由于地幔隆起部位热量的散失，使上部减薄的岩石圈受热的传导而增温；其二，中新生代以来，多期火山喷发和岩浆侵入，使下第三系生油岩再次局部增温；其三，黄骅坳陷与渤海湾盆地中其它坳陷相比，其明显差别是上第三系"皮厚"，下第三系生油岩埋藏深度大，经受的地温高。黄骅坳陷有机质热演化曲线可以划分出四个演化带，具有完整的演化系列（图 5–29），成为油气生成物较全的地区。

3. 块断活动的差异性，形成多种构造样式

块断活动在翘倾和伸展的双重作用下，翘倾断块大体上经历了两个发展阶段：即边界断层产生，形成单断箕状凹陷；反向调节断层出现，演化为双断地堑下陷，两肩翘升，组成地堑—地垒断块。块断活动的差异性，形成了多种构造样式，在箕状凹陷陡侧，沿着犁式同沉积断层滑塌，产生逆牵引背斜或断鼻。在断槽内形成砂体圈闭和差异压实构造。在缓坡出现挤压背斜和地层岩性圈闭。在断脊部位，前第三系为残丘构造，下第三系形成拱升背斜，上第三系则为披覆构造。火山岩分布的地段内，往往出现穹窿背斜和顶部陷落背斜构造。这些构造样式，为复式油气藏的形成提供了多种类型的圈闭。

4. 油气运移途径的多样性，发育了多套含油层系

块断活动强烈，断层发育，地质构造复杂，加之沉积间断多，岩性、岩相变化比较大，水动力条件差，构成油气运移途径具有多样性，其通道有储集层的孔隙与裂缝、不整合面和断层。油气自生油中心高孔隙流体压力分布区，向斜坡及周缘低孔隙流体压力区呈放射状运移，这是油气运移的总趋势。黄骅坳陷中、北区，由于晚第三纪断裂持续活动，下第三系生油岩生成的油气沿断裂向上运移，形成浅油藏。其运移方式有两种：一种是单一的垂向运移，如港东油田上第三系油藏；另一种是垂向运移和侧向运移交替进行的阶梯状运移，如羊三木和孔店油田的上第三系产层，其供油层为歧口凹陷的沙三段，油气沿储集层及不整合面侧向运移，再沿断层面垂向运移（图 9–17）。

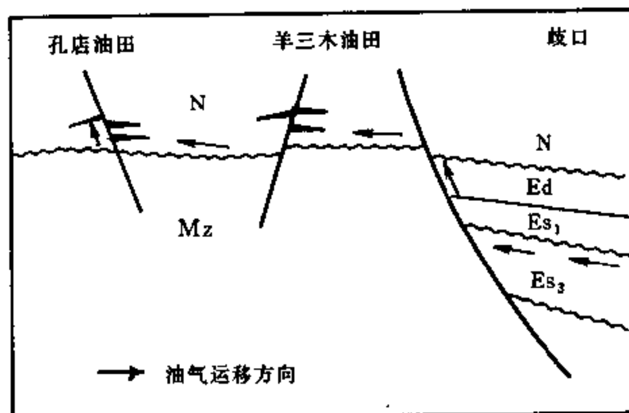


图 9–17　黄骅坳陷阶梯状油气运移剖面图

孔店南部中生界油藏油源对比结果表明，供油层是孔二段。油气运移的途径可能有两种：由于断层活动，使孔二段生油岩和中生界储集层相对接，油气横穿断层直接运移；另一种是阶梯状运移，油气自生油凹陷顺砂体侧向运移，沿断层垂向运移，再通过不整合面和储集层作侧向运移。

综上所述，上第三系和前第三系的油气，均来自下第三系沙河街组和孔二段生油岩。由于油气运移途径的多样性，特别是阶梯状运移的结果，致使黄骅坳陷发育了多套含油层系。

二、复式油气藏类型

在复式油气区的范围内，油气生成、运移、聚集过程，油气藏的形成和分布与生油凹陷的构造发展史、沉积发育史、烃类热演化史有着密切的关系。由于生储盖组合和圈闭类型在时间和空间上的变化，纵向上形成多套含油层系和多种油气藏类型；平面上复式油气藏的分布主要受断裂构造带、潜山构造带、岩性变化带、地层超覆带的控制。黄骅坳陷复式油气藏类型可以分为以下八种（图 9–18）。

1. 以披覆构造为主的复式油气藏

位于生油凹陷边缘的凸起之上，围斜部位有下第三系超覆沉积，凸起顶部缺失下第三系生储油岩系。油气主要沿断裂和不整合面运移，构成“旁生侧储”，“新生古储”的成油组合。主体油气藏是上第三系披覆构造油气藏，其次为古生界潜山油气藏，围斜部位分布有沙一段下部生物灰岩油气藏。如港西和羊三木—孔店油气聚集带，油层埋藏浅，形成高渗低凝的浅层油气藏。

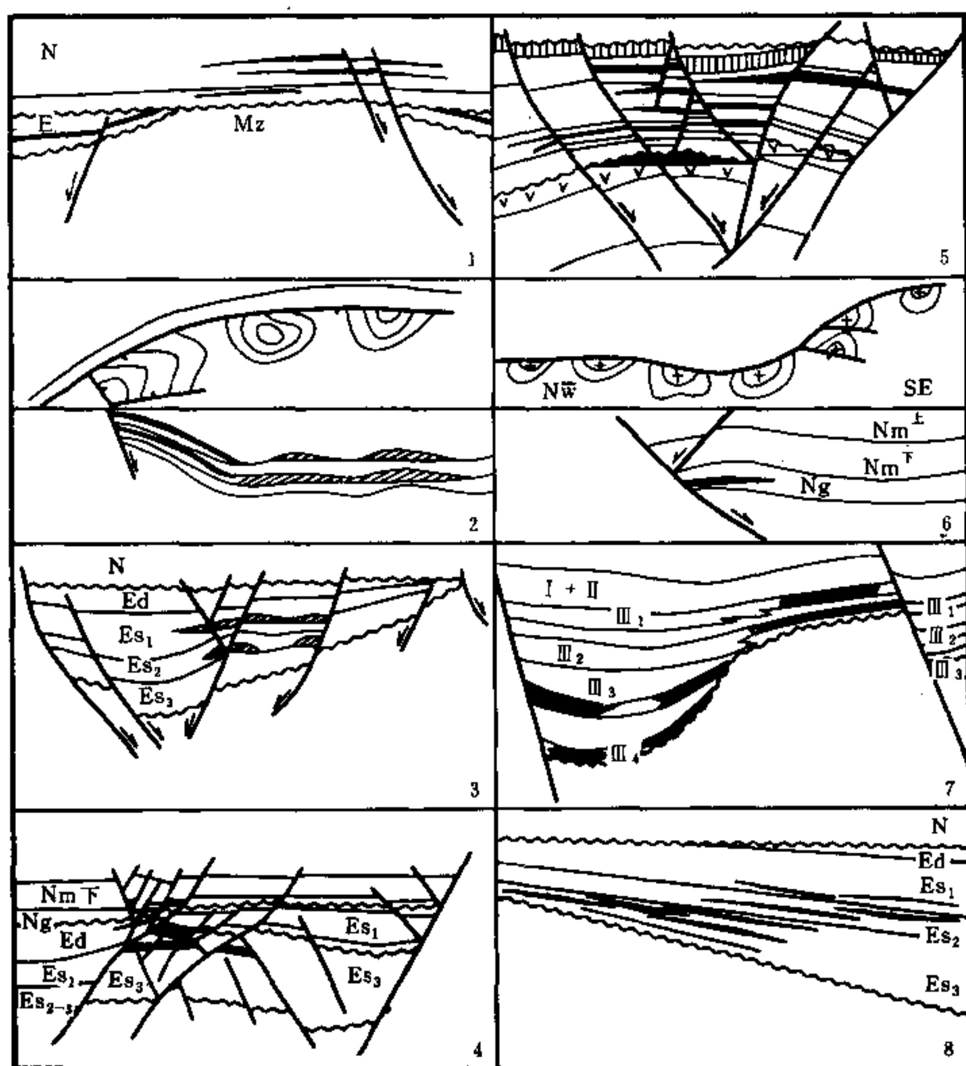


图 9–18　黄骅坳陷复式油气藏类型图

1—披覆构造复式油气藏；2—逆牵引背斜复式油气藏；3—挤压背斜复式油气藏；
4—拱升背斜复式油气藏；5—断裂背斜复式油气藏；6—断裂鼻状构造复式油气藏；
7—粒屑灰岩构造岩性复式油气藏；8—砂岩上倾尖灭复式油气藏

2. 同生断层逆牵引背斜为主的复式油气藏

沿着同生断层下降盘分布，以逆牵引背斜油气藏为主，其次为断块油气藏和构造–岩性油气藏。如港东主断层下降盘马东—联盟油气聚集带，上第三系是主力油层，其次为沙一段油层，东营组油层分布零星。浅部断层发育，断块对油气有一定的分隔作用；深部断层少，逆牵引背斜控制油气富集。由深到浅含油气面积沿断面依次向上升侧偏移，深、浅部位油藏既上下叠置，又有所错开，使含油气带的宽度增大。由于紧邻生油中心，储集层与圈闭有机配合，含油层系多，油气富集程度高，是寻找高产、高丰度油田的有利地带。赵北断层下降侧的羊二庄—友谊油气聚集带，也属此种类型。

3. 挤压背斜构造为主体的复式油气藏

位于箕状凹陷缓侧，是一种以挤压背斜油气藏为主，构造-岩性油气藏为辅的含油气带。如板桥凝析油气聚集带，位于板桥凹陷缓坡地带，是向西南翘起、向北东倾伏的挤压背斜带。另外在大张坨断层下降侧分布有逆牵引背斜带，增福台—大张坨分布有北西向的岩性变化带。紧邻板桥生油凹陷。与沙一、二段重力流水道砂体相配合，形成“自生自储”的成油组合，沙一段上部泥岩是良好的区域盖层，对凝析油气的保存起着重要作用。这类油气聚集带的主体油气藏是板桥断层两侧的挤压背斜油气藏。其次为大张坨断层下降侧形成的逆牵引背斜油气藏，翘起端分布有构造-岩性油气藏，倾没端形成断鼻油气藏。

4. 拱升背斜为主的复式油气藏

这类复式油气藏分布在同生断层上升侧，往往具有垒式结构，形成拱升背斜，以断块岩性油气藏为主。如南堡凹陷高尚堡油气聚集带，位于东北侧的断槽内，是北西向的拱升背斜构造，夹持在高柳断层和北断层之间，由中央地垒块、北翼斜坡、东南倾没端二台阶和南翼逆牵引背斜四个块体组成。沙三段是主力油层，地垒块形成断块岩性油气藏；北翼斜坡带形成断鼻油气藏和砂岩上倾尖灭油气藏；二台阶沙三^{1}—沙一段下部均为断块油气藏；高南东营组和上第三系是逆牵引背斜油气藏。油气富集程度差异较大，靠近主断层的垒块倾没端和二台阶含油层组较多，油气富集程度高，深、浅层压力系数为1～1.07，属于正常压力系统。自东南向西北方向压力系数升高，最高为1.44，属超压系统，多为封闭断块，油气富集程度较低。

5. 断裂背斜为主的复式油气藏

由于断裂构造带主断层的活动往往伴随着多期岩浆喷溢，火山岩体的拱升拉张，产生反向调节断层，形成顶部陷落的断裂背斜。滑脱型正断层组成的地堑带，既是构造应力释放的低压区，又是油气运移的通道区。供油断层起着承上启下的作用，形成“新生古储”、“自生自储”和“下生上储”的成油组合。以断裂背斜油气藏为主，其次为断块油气藏和断块岩性油气藏。如孔店构造带西侧，由孔西断层和风化店断层组成的地堑型断裂背斜油气聚集带。发育孔一段、孔二段和中生界三套油气层。孔一段是主力油气层，形成断裂背斜油气藏；孔二段生油层内部夹有两期水下扇砂体，形成断块岩性油气藏；生油层之下，中生界安山岩形成古地貌油气藏，并发现中生界砂岩油气藏。自北而南分布有自来屯、枣园、沈家铺和七里淀等油气藏，呈雁行排列。油气富集程度高，枣园油田储量丰度高达每平方公里450万吨。孔东和小集一段六拨油气聚集带也属此种类型。

6. 断裂鼻状构造为主的复式油气藏

这类复式油气藏分布在犁式断层下降侧，由于断面起伏形成鼻状构造带。以鼻状构造油气藏为主，辅以断块油气藏。如南堡凹陷北缘西南庄—柏各庄断层下降侧的断鼻构造带，由九个鼻状构造组成，已发现杜林和南29等含油构造，主力油层是馆陶组—明化镇组，也有沙一段油层分布。

7. 粒屑灰岩构造-岩性圈闭为主体的复式油气藏

主要分布在凹陷斜坡带粒屑灰岩发育区，储集层以鲕状灰岩、含螺碎屑灰岩为主，具有孔隙、裂缝双重含油介质，储集性能好。油层厚度中等，具有薄层高产的特点。如歧北斜坡的周清庄—王徐庄油气聚集带，沙一段下部粒屑灰岩由斜坡低部位向高部位组超层变，含油层组变新．油气沿沙一段和沙三段之间的不整合面运移，为“自生自储”的含油组合。由岩性变化带和地层超覆线组成各种圈闭，粒屑灰岩油气藏成群成带分布，以构造-岩性油气藏为·

主，还有岩性油气藏和超覆油气藏。

8. 砂岩上倾尖灭带为主的复式油气藏

主要分布在二级构造带的围斜部位，以砂岩上倾尖灭油气藏为主，辅以断块油气藏。如滨北油气聚集带，地层西翘东倾，具有下超上剥的特点。沙一、二段砂体主要来自北东方向，向西南上倾尖灭，形成大小不等的岩性油气藏。这些油气藏互相叠置，大面积分布，富集程度差别较大。

第三节　油气分布规律

一、复式含油气区的类型

综合分析黄骅坳陷的实际资料，复式含油气区是由断裂、砂体、不整合面三种主要因素所构成，它们对油气聚集的作用既表现出各自的独立性，又具有一定的相关性。大断裂成带状或网格状，具有控制构造、控制油气运移的双重作用；砂体被生油层包围、具有优先捕获油气的条件，易形成孤立砂体油气藏；与不整合面有关的地层、超覆油气藏，分布在古隆起（或凹陷）的斜坡或顶部，起着联系上述二者的纽带作用。它们在平面上复式叠加构成块断盆地整体含油的重要特点。黄骅坳陷复式含油气区，初步可以分为两类四种。

1. 双断型复式含油气区

生油凹陷受对向倾斜的主断层控制，形成双断地堑型结构，按其结构和发育特征分为以下两种：

（1）由两个箕状凹陷联合而成的双断地堑型复式含油气区　分布在黄骅坳陷南区，夹持在沧东、徐西两大断裂之间。构造格局为"一隆两凹"，西侧为沧东—南皮凹陷带，东侧为常庄—小集凹陷带，中间为垒式结构的中央隆起带。地震剖面和钻井资料表明，对向倾斜的主断层控制的半地堑—半地垒断块体，不是侧向挤压的产物，而是由两个箕状凹陷和共有的一个缓坡凸起联合而成的复式地堑。

沧东、徐西两条边界断层主要活动时期为孔三段—东营组沉积时期；而孔西、孔东断层发育较晚，为孔一段—东营组沉积末期。由此可见，孔三段—孔二段沉积时期，孔店凸起东西两侧为两个单断箕状凹陷，至孔一段—东营组沉积时期才演化成不对称的双断凹陷。

孔店南部是以始新世含油建造为主的复式含油气区。孔二段是主要生油层，孔一段的河流冲积扇，孔二段的水下扇砂体，中生界安山岩，都是良好的储集层。滑脱型正断层组成的复式地堑，在两排凹陷带之间形成垒式结构的孔店潜山构造带，是油气运移的主要指向。在边界断层下降盘形成以断鼻构造、地层超覆圈闭为主的沧东断裂带和徐西断鼻带，沙三段沉积时期，地层向主断层陡坡一侧翘起，由单向倾斜凹陷演化为双向倾斜凹陷，成为油气运移的有利地带。油气除沿断层垂向运移外，还有阶梯状运移。与断层有关的圈闭，主要取决于断层的顶部封闭和侧向封闭。油气分布主要受中央隆起带及其大断层下降侧两个断鼻带的控制（图 9-19）。

（2）由断层组成的地堑型复式含油气区　生油凹陷两侧的断层向中心凹槽阶阶下掉，组成阶梯状地堑。如黄骅坳陷中区歧口凹陷，是渐新世以来至晚第三纪长期发育的生油凹陷，其主体位于渤海海域，南翼为一组北掉断层，即羊二庄、赵北、张巨河、歧东等四条断层组成三个台阶；北翼为港东，白水头东和新港等一组南掉断层组成的断阶。这些断层均为第三纪发育的同沉积断层，由凹陷边缘向中心地带，断层活动时期具有由老变新的趋势。剖面上

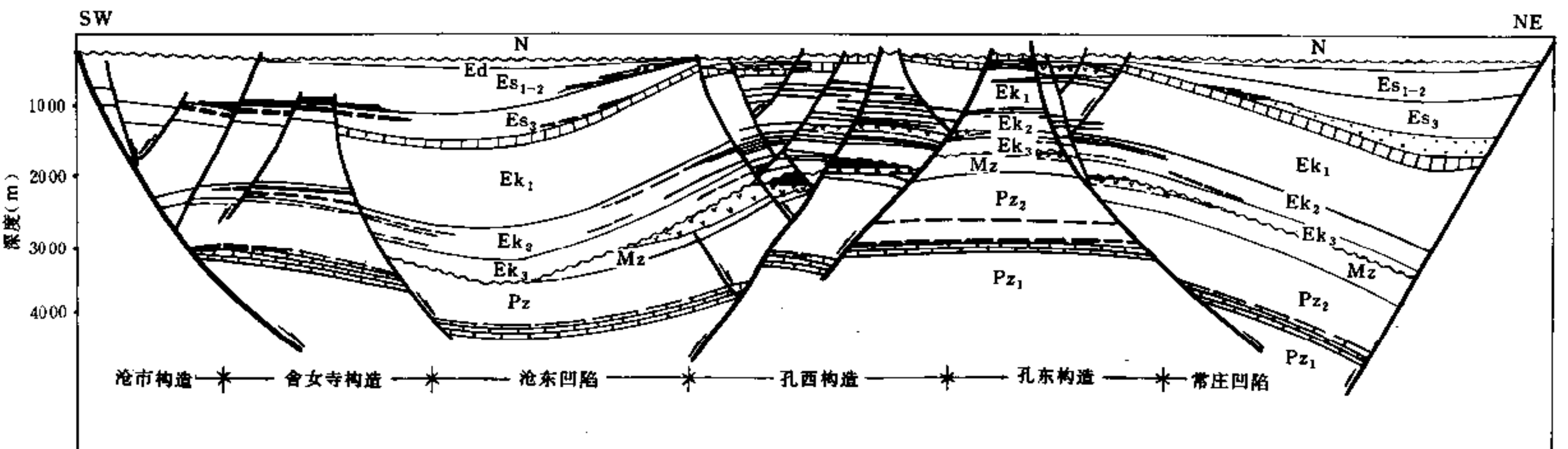


图 9-19　黄骅坳陷孔南双断型复式含油气区油气藏序列图

主断层多为座椅式或犁式滑脱型，主断层和分支断层组合成为马尾状断层或“Y”字型断层。

歧口凹陷是以渐新世和晚第三纪时期的含油建造为主体的复式含油气区。发育五套含油层系，即沙三段、沙二段、沙一段、东营组和上第三系。沙三段是主力生油层，资源量居全区之首，占歧口凹陷总资源量的一半，如此丰富的油源区是形成大中型油气田的物质基础，展示出巨大的找油前景。

物源供给充分，储集层发育。除北部燕山褶皱带外，还有埕宁隆起和海中隆起，湖盆内部的港西凸起也有碎屑物质供给。沙三段沉积了近岸水下扇和深水浊积扇砂体；沙一、二段发育了重力流水道砂，沙一段下部在湖盆边缘形成粒屑灰岩；东营组为三角洲沉积体系，上第三系辫状河道砂和曲流河点沙坝。各种类型的砂体为油气聚集提供了良好的储集条件。由于同沉积断层活动所产生的不同构造样式和各种储集层系相配合，形成多种圈闭类型。歧口凹陷陆地部分勘探程度较高，在主断层下降侧找到逆牵引背斜油气藏（马东—马西—联盟，羊二庄浅层），有主断层上升侧找到拱升背斜油气藏（王徐庄），披覆构造油气藏（港西）和断块油气藏（港中），构造带倾没端找到断鼻油气藏（唐家河，白水头），斜坡带找到地层超覆油气藏（647 井区），凹陷槽部找到岩性油气藏（歧北）。多种类型油气藏成群成带分布、不同层系油气层叠加连片。

2. 单断型复式含油气区

系指受一、二级断裂控制的半地堑箕状凹陷所形成的含油气区。如沧东断裂东侧的板桥凹陷，西南庄—柏各庄断裂南侧的南堡凹陷，具有“西断东超”或“北断南超”的结构特征。单断箕状凹陷由陡坡、凹槽和缓坡三部分组成，按砂体来源方向与箕状凹陷组合关系，细分为两个亚类。

(1) 缓侧为主要物源方向的箕状凹陷复式油气区　以板桥凹陷为代表，其形成受西侧的沧东断裂控制。沙二、三段沉积时期为单断箕状凹陷，沙一段—东营组沉积时期，由于缓坡带上大张坨断层的活动，演化为不对称的半地堑状凹陷。砂体主要来源于北东方向，与缓坡带大体平行，在凹陷西南翘起端上倾尖灭，形成北西向的岩性变化带，为油气富集提供了遮挡条件。

板桥凹陷位于黄骅坳陷西侧第一排凹陷带内，紧邻沧县隆起，第三纪沉降幅度大，接受了 6000 多米厚的沉积，发育了沙三段、沙二段和沙一段三套生油层系。沙河街组储集层发育，分布范围广。在缓坡带形成重力流水道砂，凹陷槽部分布有深水扇或浊积砂，陡侧为近岸水下扇。砂、泥岩分异清楚，沉积旋回明显，发育了 10 个含油层组，沙一段上部 300～400 米厚的大段泥岩，是良好的区域盖层。

北东向的断裂构造带和北西向的岩性变化带相配合。形成多种圈闭类型。凹陷陡侧为小站—增福台鼻状构造带；缓坡形成板桥断裂构造带，面积达 200 平方公里，是油气运移的主要指向。在板桥断层两侧形成挤压背斜油气藏，大张坨断层下降侧形成逆牵引背斜油气藏，在构造带北东倾没端形成断鼻油气藏，西南翘起端形成砂岩上倾尖灭油气藏，缓坡的波折带形成岩性油气藏。由此可见，板桥复式含油气区，从主断裂两侧到深凹陷槽部，从构造带倾没端到翘起部位，都是油气聚集的有利地区。

油气纵向分布受供油层和重力分异作用控制。由于三套生油层热演化产物不同，造成纵向上油气层间互，但仍有规律可循。浅部沙一段上部以原油为主；沙一段下部板 2，板 3 油组主要是凝析油气，其下的板 4、滨Ⅰ油组有油有气；沙二段滨Ⅲ、滨Ⅳ油组除轻质油外，富含凝析油气；深部沙三段主要是原油。油源对比结果表明，油气主要来自沙三段，次为沙

二段。

综上所述，板桥凹陷是富含凝析油气的复式含油气区，含油气层系为沙河街组，缓坡带重力流水道砂与断裂构造带相配合，形成主体油气藏，油气富集程度较高。

（2）陡侧为主要物源方向的箕状凹陷复式含油气区　南堡凹陷位于燕山褶皱带的南缘，受西南庄—柏各庄断裂控制，具有“北断南超”的结构特征。自北而南分为北部深陷区，老堡中央背斜带和南部斜坡带三个基本单元。由于燕山褶皱带长期抬升，南堡凹陷大幅度沉降，物源主要来自北面陡侧，碎屑物质供应充分，形成巨厚的第三系沉积，是长期发育的生油凹陷。同沉积断层控制储集层、圈闭和油气分布，具备良好的成油条件。南堡凹陷是陡侧为主要物源方向的箕状凹陷的典型代表。第三系发育有沙三段、沙一段和东营组三套生油岩系，油气资源丰富。

储集层发育，形成四套含油组合。沙三段沉积时期是箕状凹陷发育期，在陡侧分布有近岸水下扇、重力流水道和决口扇等砂体，凹陷中心部位可能出现深水浊积砂体，形成第一套含油组合。沙一、二段沉积时期，发育了沿岸沉积的滩坝砂体及薄层生物碎屑灰岩，形成第二套含油组合。东营组沉积时期，沉积中心向南推移，形成河流三角洲及滑塌重力流砂体所组成的第三套含油组合。晚第三纪湖盆整体抬升，由断陷转化为坳陷，出现河流相沉积，形成下生上储的第四套含油组合。

受边界条件的控制，区内发育了北东东和北北西向两组断裂，由于断层的翘倾作用和伸展作用，加上沉积物的重力滑塌与火山喷溢，形成多种类型的圈闭，为油气聚集提供了良好的场所。自北而南分布有基岩隆起潜山带，形成新生古储的潜山油气藏；柏南断鼻带形成上第三系油气藏和沙一段下部油气藏；庙北—高柳古背斜带，形成构造-岩性油气藏和断块油气藏；北堡—柳南逆牵引背斜带，形成东营组和上第三系为主要目的层的构造断块油气藏；尚未钻探的老堡中央背斜带，可能形成多套含油层系的复式油气藏。基于上述的石油地质条件，南堡凹陷是以陡侧和中央背斜带为主要聚集带的复式含油气区（图 9-20）。

二、油气分布的主要特征

黄骅坳陷边界条件受大断裂控制，帚状断裂构造体系决定了西南部收敛，向北东撒开的区域构造特征。由于断裂活动的差异性和沉降区域的不均一性，生油凹陷沿坳陷轴线自西南向北东迁移，或由边缘向中心转移。形成了孔店南部始新世狭长的生油凹陷，中北部发育了渐新世开阔的生油凹陷。

黄骅坳陷油气分布在空间上具有南北分区的特点，中北部开阔的生油凹陷，油气藏呈向心式环带状分布；孔店南部狭长的生油凹陷，油气藏沿主断裂呈雁列式带状分布。在纵向上油气藏呈多层楼式分布。复式油气区主力油层和主体油气藏，油气富集程度较高，圈闭和储集层的有利配置，形成多种油气富集高产类型。

1. 中北部复式油气区油气藏围绕生油中心，呈向心式环带状分布

（1）长期发育的生油凹陷，油气藏围绕生油中心呈环带状分布　黄骅坳陷中北部的歧口、板桥、南堡、北塘等凹陷，是渐新世以来长期发育的生油凹陷，沉降幅度大，沉积速率高，地层剖面厚而完整。盆地中心部位的歧口凹陷，具有双断地堑型结构，由多套含油层系、多种油气藏类型构成的复式含油气区，油气藏呈环带状分布的特征明显。围绕生油中心，油气藏大体上可以分成内环、中环和外环三个带（图 9-21）。

内环由凹槽部位地层岩性油气藏所组成，是环带的核心。如港深 32 井区重力流砂岩体油气藏。目前勘探程度尚低，若进一步开展勘探工作，预测还可以找到类似的油气藏。

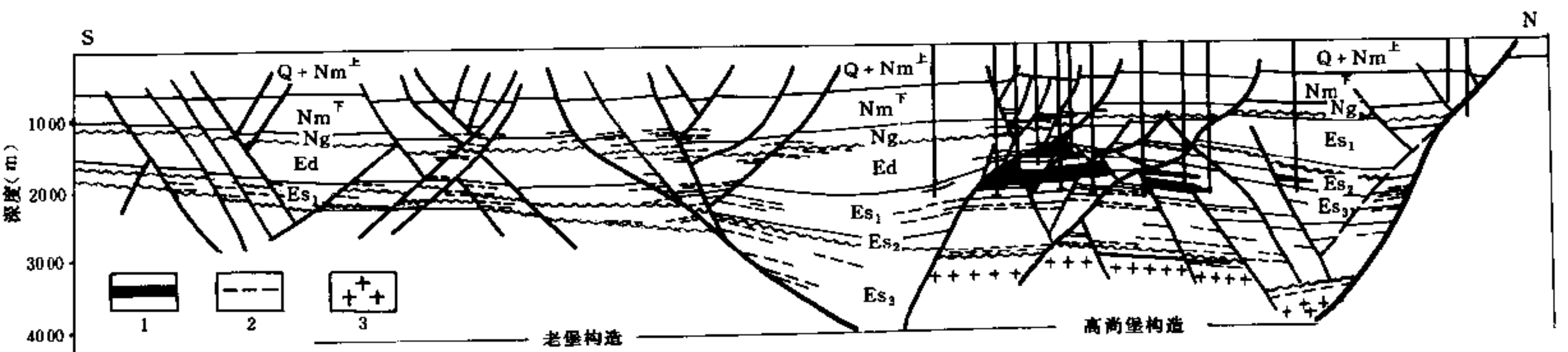


图 9–20　黄骅坳陷南堡单断型复式含油气区油气藏序列图

1—油层；2—预测油气层；3—花岗岩

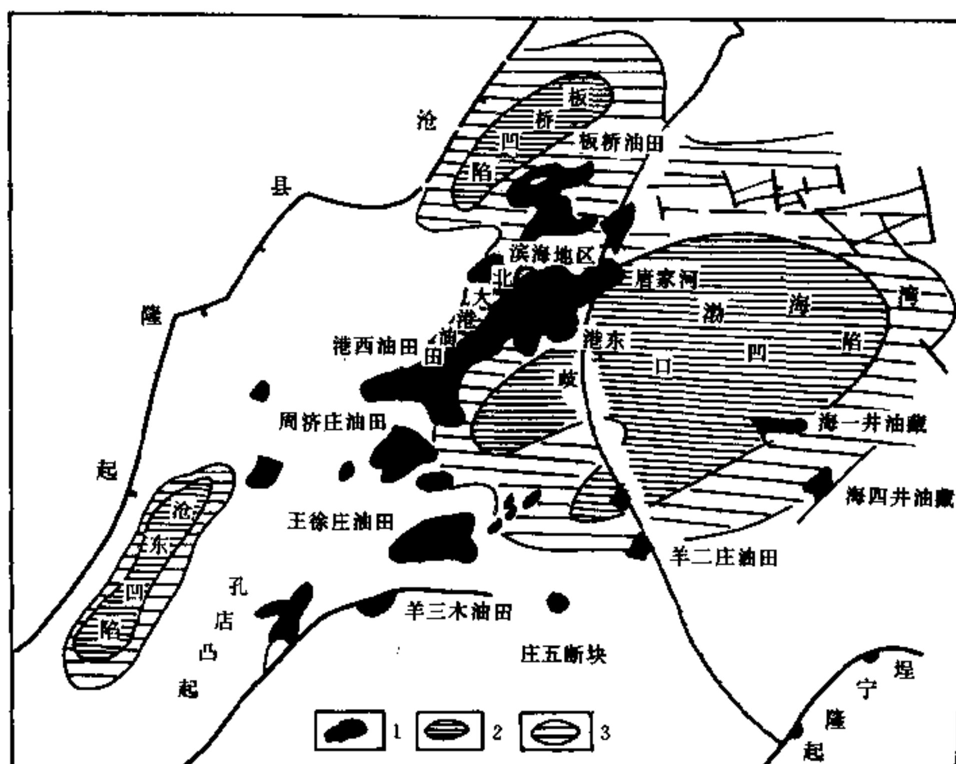


图 9—21 歧口凹陷油气藏环带状分布图

1—油田；2—生油中心区；3—有利生油区

中环主要由南、北大港构造带和斜坡带上分布的油气藏所构成。不仅囊括了多种类型的油气藏，而且油层叠加连片，富集程度较高，是环带的主体。北侧北大港构造带主断层下降侧，分布有马东—马西—联盟逆牵引背斜油气聚集带和六间房鼻状构造油气藏；上升侧由港西披覆构造油气藏，滨南断块油气藏和倾没端唐家河、白水头断鼻型油气藏所组成。西侧斜坡带分布有周清庄—歧 26 粒屑灰岩油气藏。南侧南大港构造带分布有王徐庄拱升背斜油气藏，歧 15、歧 50 断块油气藏和歧 647 地层油气藏。再向东还有张巨河和海 1 断鼻构造油气藏。

外环包括滨北岩性油气藏，大中旺、齐家务断块油气藏，友谊、羊二庄、海 4 逆牵引背斜油气藏，以及庄 6 和庄浅 2 浅层油气藏。虽然断续分布，但外环的形态是清晰可见的。

南堡凹陷属单断地堑型复式含油气区，由于海滩和极浅海地区勘探程度低，已发现的油气藏呈半环状分布。

(2) 成油条件变化的环带性，是控制油气藏呈环带状分布的内在因素 油气藏围绕生油中心呈环带状分布，不是形态上的简单归并或划分，而是成油条件内在地质因素规律性变化的反映。

1) 生油母质和地球化学相的递变性，为环带状油气分布奠定了物质基础。由湖盆边缘向中心，陆源有机质成分逐渐减少，水生生物不断增加，母质类型由腐植型演变为混合型和腐泥型，围绕深湖区呈环带状分布。地球化学相也具有递变性，北塘、南堡凹陷北部，靠近燕山物源区，碎屑物质供应充分，地层水交替明显，属弱氧化亚相；向南过渡为弱还原亚

相，至歧口凹陷递变为还原亚相。随着母质类型和地球化学相的变化，以及生油岩埋深的增加，油气热演化阶段及产物也有差异，成为环带状油气分布的物质基础。

2）沉积体系和砂体类型分布的序列性，为环带状油气分布提供了良好的储集条件。物源多和搬运距离较短的沉积背景，决定了湖盆的不同部位均有砂体分布。由湖岸到深水环境，沉积体系有一定的分布序列。湖岸环境发育近岸水下扇和扇三角洲沉积体系、岛岸浅湖滩坝或半封闭湖湾堡坝沉积体系以及淡水碳酸盐岩粒屑滩沉积体系。多种类型的储集体为各个环带油气藏形成提供了良好的储集层。

3）构造圈闭和地层岩性圈闭的分带性，对环带状油气分布起控制作用。凹陷不同部位发育的圈闭有着明显的分带性。陡侧以逆牵引背斜和断鼻型构造为主，边缘部位发育砂岩上倾尖灭圈闭；凹陷槽部分布有岩性圈闭和差异压实构造；缓坡带发育拱升背斜、粒屑灰岩岩性圈闭和地层超覆圈闭，控制着环带状油气藏的形成和分布。

综上所述，继承性生油凹陷，生油母质和地球化学相，沉积体系及砂体类型，构造与地层岩性圈闭的分布有一定的规律性。这些地质因素联合作用，形成了油气藏在平面上呈环带状分布的格局。

2. 孔店南部复式油气区油气藏沿主断裂呈雁列式带状分布

(1) 早期发育的生油凹陷，油气藏沿主断裂呈雁列式带状分布　孔店南部沧东、南皮、小集—常庄等生油凹陷，是在始新世发育、渐新世衰退的狭长箕状凹陷。孔二段是主要生油层，主断裂是阶梯状油气运移的通道，油气藏沿孔西、孔东、小集等断层呈带状分布（图9–22）。

1）孔西油气富集带。由孔西主断层和风化店断层组成的地堑带，北起自来屯，南至七里淀，长达30公里，宽约3～5公里。孔一、二段是主力油层，其次为中生界。孔西断层下降侧分布有自来屯断鼻油气藏、风化店地堑式背斜油气藏、官33—官40断块油气藏；上升侧有枣南垒式断块油气藏和沈家铺背斜油气藏。主断层两侧储量丰度高（每平方公里大于300万吨），含油相互连片成带。

2）孔东油气富集带。由孔东主断层及其两侧的孔东背斜、王官屯断鼻和官西断鼻组成的断块油气富集带，北起望海寺、南到肖官屯，长达20公里、宽约4～6公里。孔一段是主力油层，其次为中生界、孔二、三段和沙河街组。孔东断层下降侧分布有逆牵引背斜油气藏（包括官137、官911、官1、官3等），断块油气藏（官39），断鼻构造油气藏（叶7、官63、官68）；上升侧以断鼻、断块油气藏为主（包括官80、官29、官180、官142、官185、官998等），还有构造–岩性油气藏（官2）。含油层组多，主力油层集中，整带含油。

3）小集—段六拨油气富集带。由小集主断层及其两侧的段六拨背斜、小集构造和官56断鼻所组成的断裂构造油气富集带。东起小集，西至段六拨，长达15公里，宽约4公里。孔一段是主力油层，其次为沙三段。小集断层下降侧分布有小集、段六拨背斜油气藏，上升侧已发现官56断鼻油气藏。构造规模较大，储量丰度高。小集油田用电动潜油泵开采，可以保持高产稳产。

(2) 雁行排列的主断层，是油气呈带状分布的控制因素　始新世孔店南部在左旋剪切扭动应力场的作用下，形成北东向呈雁行排列的孔西、孔东和小集等主干断裂。由于断层活动，引起断块翘倾与重力滑动，在主断层两侧产生各种伴生构造，为油气聚集提供了良好的圈闭条件。主断层控制砂体分布，下降侧砂岩富集程度较高，火山岩体往往沿着应力薄弱的断裂带分布，断裂周围的岩石因受力而形成次生裂隙，改善了砂岩体和火山岩体的储集性

能，使油气在断裂附近更加富集。主断层沟通了油源层与储集层，是油气运移的通道，形成“下生上储”、“旁生侧储”的含油组合。由此可见，主断裂的活动使圈闭、储集层和通道三个主要成油条件统一于断裂带这个决定性的因素之中，造成了油气藏沿主断裂呈带状分布。

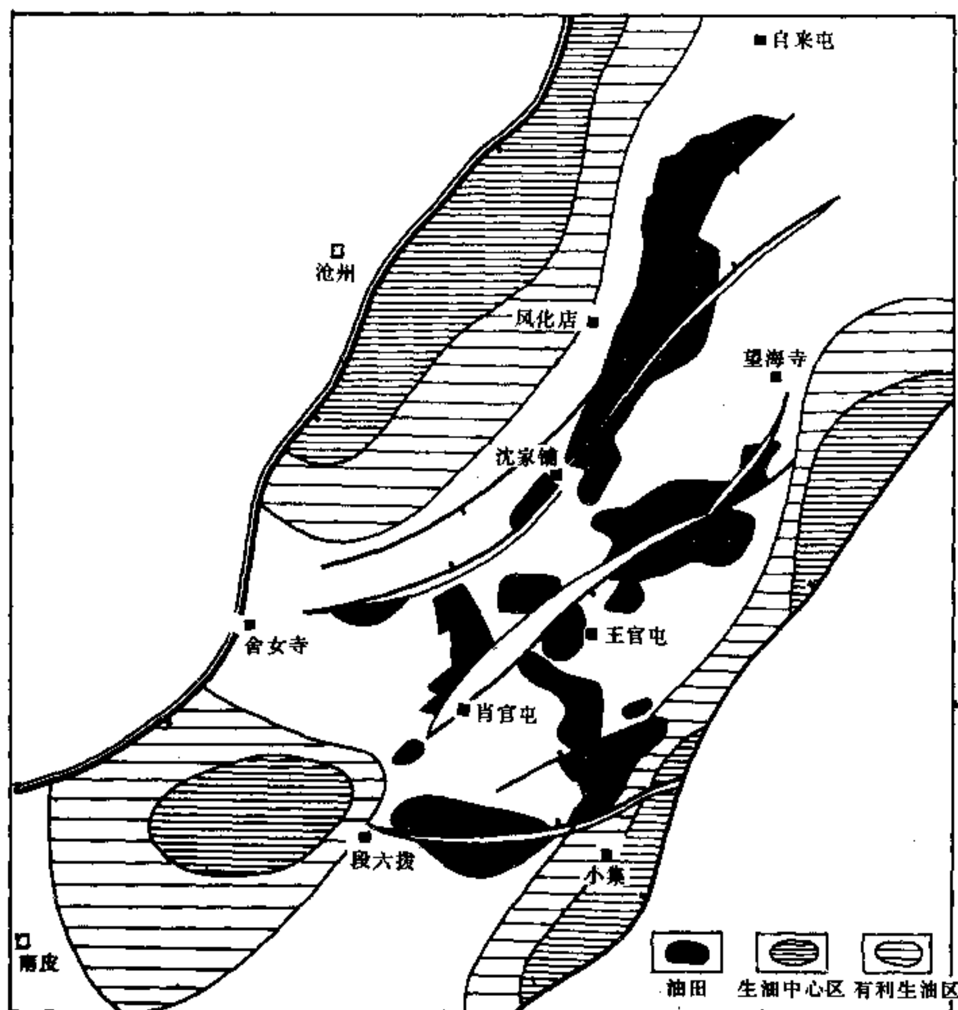


图 9—22　黄骅坳陷孔南地区油气藏带状分布图

3. 纵向上油气藏呈多层楼式分布

黄骅坳陷是新生代的断坳盆地，在下第三系的顶部和底部存在两个区域性不整合面，从其地质结构和演化特点来看，可以划分为三大构造层，即基底构造层，断陷构造层和坳陷构造层，相应地形成不同类型的生储盖组合。由于成油条件的差异，发育了三套含油气结构层系及各具特色的油气藏类型，在纵向上呈多层楼式分布（图 9—23）。

（1）断陷前期含油气层系、油气藏分布受前第三纪古构造控制　前第三系属基底构造层，包括中生界和古生界，具有“新生古储”的特点，形成了前第三系含油气层系，发育了古潜山（古地貌）油气藏。如风化店中生界安山岩油气藏，港西奥陶系灰岩油气藏，柏各庄寒武系碳酸盐岩油气藏。双重介质的古潜山油气藏，具有富集高产的特点。古潜山油气藏的形成和分布，受前第三纪古构造的控制。

(2) 断陷期含油气层系，油气藏分布受生油凹陷控制　下第三系属断陷构造层，是主要的生储油岩系，具有“自生自储”的特点，形成断陷期含油气层系。以拱升背斜、逆牵引背斜、挤压背斜和断块等构造油气藏为主，还发育了粒屑灰岩油气藏和地层岩性油气藏，这些油气藏的分布受下第三系生油凹陷的控制。油气潜量巨大，油气藏压力高，既有原油、又有凝析油和天然气。

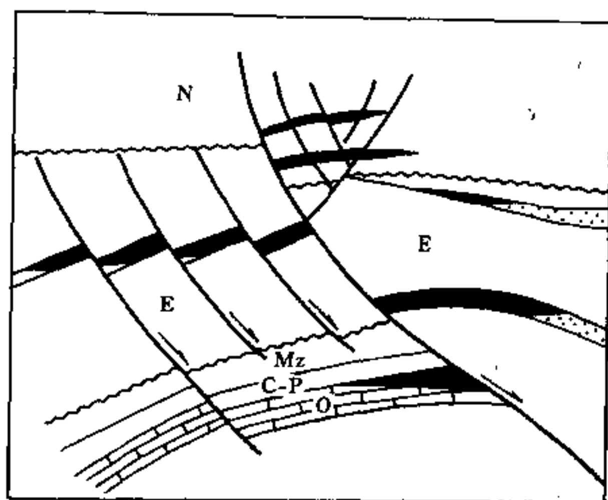


图 9—23　黄骅坳陷纵向含油气结构示意图

(3) 坳陷期含油气层系、油气藏分布受快速沉降区控制　上第三系属坳陷构造层，为平原河流相沉积，不具备生油能力，坳陷期含油气层系具有“下生上储”的成油组合。形成的浅层油气藏以披覆构造和逆牵引背斜油气藏为主，埋藏较浅，多为低凝固点的重油油气藏。由于歧口、南堡凹陷晚第三纪主断裂持续活动，沉降幅度大，“通天”断层连结下第三系油源层和上第三系伴生构造，因而中北部快速沉降区，控制了该类油气藏的分布。

由于不同类型生油凹陷的地质结构各不相同，含油气结构层系发育程度也各有差异，其主力含油气层系和主要油气藏类型亦具有各自的特点。

4. 圈闭和储集层的有利配置，形成多种油气富集高产类型

在生油区内，油气富集高产主要取决于圈闭的有效性和储集层的渗透性，及其二者的配置关系。本区主要的富集高产类型有以下五种：

(1) 逆牵引背斜富集高产型　逆牵引背斜位于同生断层下降侧，构造形态完整，圈闭幅度大，近油源。与上第三系河流相砂体相配置，形成羊二庄浅层富集高产油田；与沙一段重力流水道砂体相配置，形成马西深层富集高产油气藏。这类油气藏充满程度高，油层厚度大，油水关系简单，以油层组为单元，具有统一的油水界面。马西深层油气藏，次生孔隙发育，油层压力高，原油性质好，同样可以高产。

(2) 断鼻构造富集高产型　位于同生断层下降侧，鼻状构造插入生油凹陷，上倾方向靠断层遮挡，圈闭面积和闭合幅度较大。与东三段三角洲前缘河口坝相配置，形成唐家河富集高产油田；与沙一段重力流水道砂体相配置，形成白水头高产凝析油气藏；与沙三段近岸水下扇相配置，形成柳赞富集高产油气藏。这类油气藏生储盖组合优越，油层厚度大，有统一的油水界面。

(3) 断裂背斜富集高产型　分布在凹陷缓坡带或凹陷之中，背斜构造被断层复杂化。与孔一段河流冲积扇相配置，形成小集垒式背斜油气藏和风化店堑式背斜油气藏。含油层组多，油层厚度大，储油物性较好。小集油田单井产量高，风化店孔一段油藏由于稠油开采工艺尚未形成配套系列，所以，目前油井产量还居于中等。

(4) 拱升背斜富集高产型　分布在同生断层上升侧，往往具有垒式结构，发育成拱升背斜。与沙三段扇三角洲分流河道砂体相配置，形成高尚堡垒块倾没端富集高产油气藏；与孔

一段河流冲积扇砂体相配置，形成孔店高垒带倾没端官 80 富集高产油气藏。

(5) 地层岩性圈闭富集高产型　分布在凹陷的斜坡带，由于砂岩上倾尖灭或地层超覆形成地层岩性圈闭。大张坨沙一段浅水重力流水道砂向西上倾尖灭而形成高产凝析油气藏；歧北斜坡 647 井区沙三段滩砂逐层超覆，形成地层圈闭油气藏。油层厚度中等或较薄，油井产量较高。含油规模与砂岩尖灭线、地层超覆线和构造等高线相交切所构成的圈闭面积有关。

综上所述，富集高产油气藏是由多种圈闭和储集体相配置的产物，其分布比较广泛。寻找富集高产的主要方向是：凹陷中的断裂背斜或浊积砂体油气藏，主断层下降侧的逆牵引背斜和断鼻构造油气藏，斜坡带上的地层岩性油气藏，二级构造带轴部拱升背斜油气藏和倾没端和断鼻、断块油气藏。主断层两侧是寻找高产油气藏的有利地带。

第十章 油田各论

自从1964年1月在天津、沧州、唐山等地进行石油勘探以来，发现了高尚堡、柳赞、北堡、板桥、北大港、周清庄、齐家务、羊二庄、王徐庄、羊三木、孔店、枣园、王官屯、小集、段六拨等15个油田，其中除柳赞、北堡、齐家务、段六拨等4个油田未投入开发外，其它11个油田均已投入开发，在天津市东南渤海之滨的碱地、海滩上，建设起了石油矿区。1986年大港油田生产原油391万吨，天然气4.73亿立方米。1965年到1986年累计生产原油5285万吨，天然气86亿立方米。现将已投入开发的11个油田的地质情况分节论述如后（图1-1，表1-1，表1-5）。

第一节 北大港油田

北大港油田位于歧口凹陷北侧，北大港构造带。1964年11月港5井开钻，12月20日钻至2526.34米，沙河街组发生强烈井喷，从钻杆内喷出工业性油气流，这是北大港第一口喷油井，也是北大港油田的发现井。现北大港油田探明储量占全坳陷总探明储量的29%。北大港油田由7个开发区组成，港东、港中开发区及马东、马西深层油藏❶在构造带中部，唐家河、港西、六间房开发区位于东西两端（图10-1）。开采层系为上第三系明化镇组、馆陶组，及下第三系东营组、沙河街组。油田内部断层发育，属复杂断块油气田。

一、港东开发区

本区于1964年～1965年由地震勘探发现构造，地震测线距500～1000米，局部250～500米。1965年3月钻港14井，同年5月于港14井上第三系明化镇组获工业油气流。同年4月钻港16井，6月试油在馆陶组8毫米油嘴日产油87吨，获高产油流。1965年底在东部高点开辟开发试验区，1966年完成500米井距基础井网。共完钻井40口，其中取芯井7口，取芯进尺3943米，岩芯实长3451米。试采井21口，试油110层，其中单层试油85层。1967年4月编制了初步开发设计。以300×300米正三角形井网投入开发，1969年9月开始注水。1981年9月针对开发中存在的问题编制了调整方案，并对开发区进行了以复杂断块为重点的综合调整工作，取得了一定的效果。目前开发区已进入高含水开采阶段，但仍为北大港油田主要产油区之一。

1. 构造位置及圈闭

港东开发区位于北大港构造带，北以港东主断层为界，南临歧口凹陷，为一被断层复杂化的背斜构造。构造面积50平方公里。

港东开发区是港东主断层下降盘的逆牵引背斜构造，由东西两个高点组成（图10-2），东高点为一区，西高点为二区，两高点之间的鞍部以断层相连接。构造轴向为北东东向，与港东主断层平行。以构造轴部的马棚口断层和一号断层所形成的纵穿构造的地堑陷落为界，南北两翼构造差异较大。南翼为较完整的半边构造，构造简单，倾角平缓（1°～3°）；北

❶深层油藏系指埋深大于4000米的油藏。

翼复杂，构造倾角5°～7°，断层发育，北翼构造形态被断层切割复杂化，地堑、地垒相间出现。

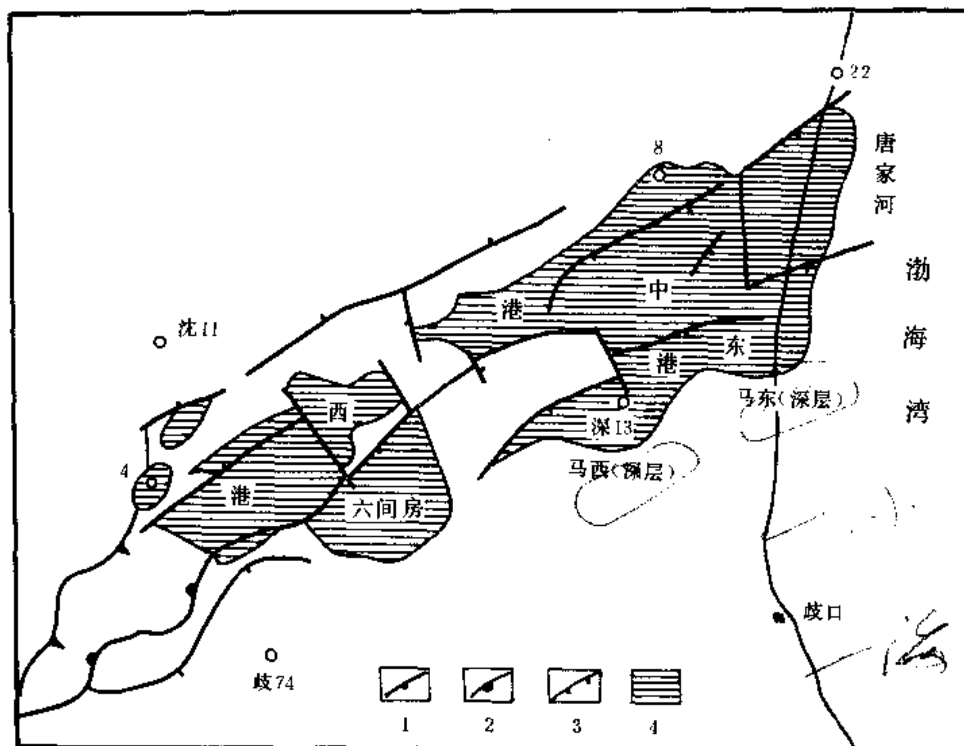


图10-1　北大港油田开发区分布图

1—断层；2—下第三系超覆线；3—下第三系剥蚀线；4—油田范围

按馆陶组顶部构造图全区共有断层33条，皆属高角度正断层，倾角50°～60°，分为两组，一组是顺构造轴向的北东东向，另一组是横切轴向的北北西向。北东东向断层落差大，一般60～80米，最大的港东主断层在深部沙河街组断距增大到800～1000米，形成时间较早，活动时期较长，延伸也比较远，如港东主断层西从六间房地区经港东、唐家河向海中延伸，长达20公里，控制沉积和油气水分布，属同生断层。断层两侧的沉积厚度有显著差异，含油情况也不相同，东营组以上地层下降盘比上升盘厚800～900米。港东主断层北侧的港中开发区上第三系基本不含油，而南侧的港东开发区上第三系是主力油层。

北北西向断层发育时间较晚，馆陶组顶界断距小，延伸短，断距一般30～50米，最大70米左右，延伸长度一般为1公里左右，对油气控制作用不明显，但它分割了油砂体，使构造进一步复杂化。

港东开发区被上述两组断层切割成大小不等、形态各异的28个自然断块，断块面积一般小于1平方公里，最大的2.3平方公里，最小的仅0.26平方公里，1平方公里以上的断块只有4个。由于断块受断层遮挡和岩性变化所限，一般多属封闭型和半开启型，大部分断块边、底水不活跃，天然能量不充分。开采初期靠弹性溶解气驱动。

2. 储集层

油层集中在上第三系明化镇组下段（简称明下段）和馆陶组（图10-3），是一套河流相氧化环境下的红色碎屑沉积，呈不等厚的砂、泥岩交互层。上第三系共划分为8个油层组，47个小层。含油井段长达1000～2000米，油层厚度变化比较大，单井最厚可达69.6米，单

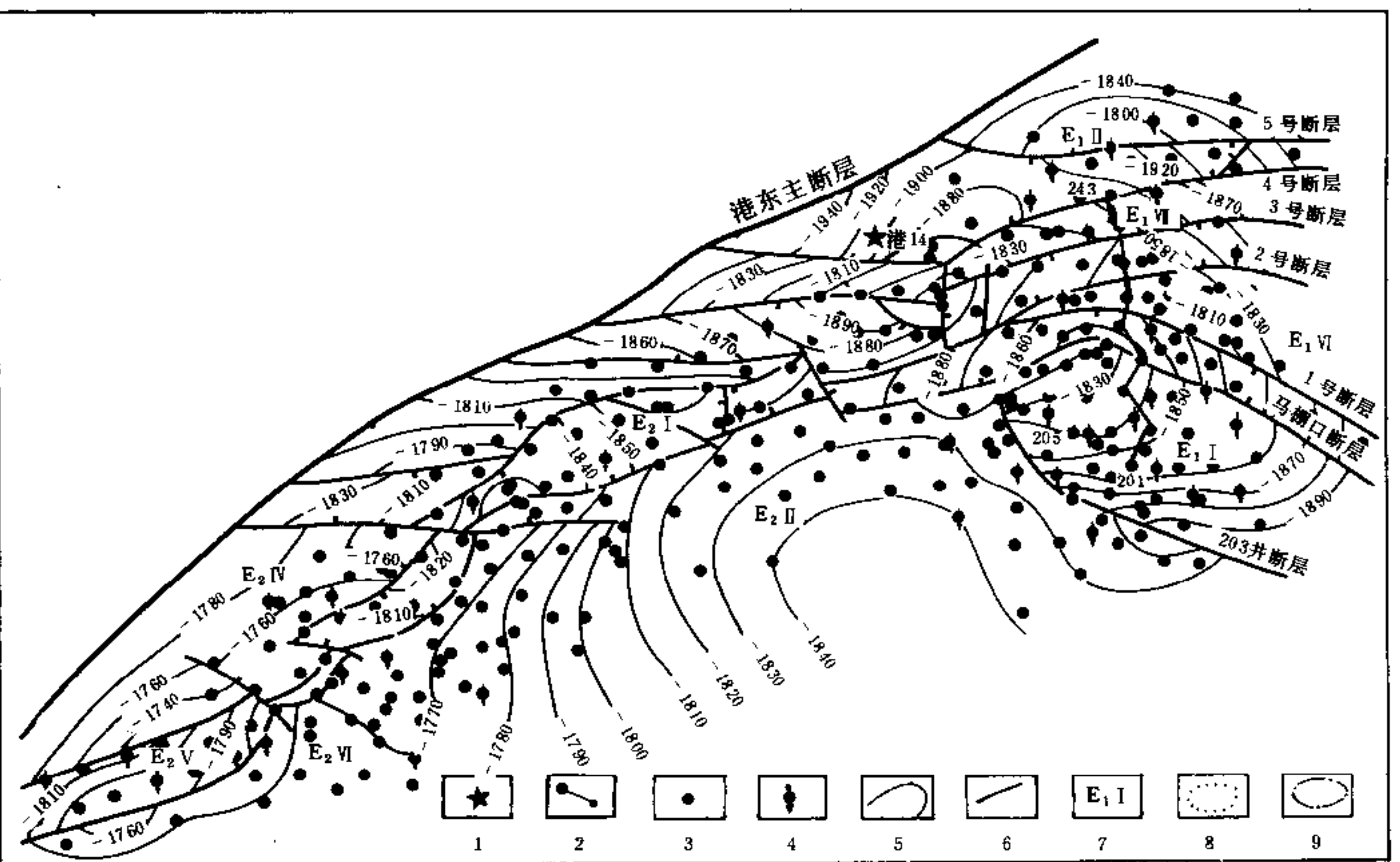


图 10-2　港东开发区构造图

1—发现井；2—斜井；3—生产井；4—注水井；5—构造等高线(m)；6—断层；7—区块；8—含油界线；9—油气界线

井平均有效厚度 15 米，主力油层为明Ⅲ组.明Ⅳ组，其地质储量占本开发区储量的 70.9%。断块间含油差异大，位于构造高部位的断块含油好，边部断块变差。构造南翼厚度大，连通性好，断块面积大。而构造北翼即马棚口断层以北与港东主断层之间的复杂断块区，厚度变薄，多呈透镜体分布。此外下第三系东营组油层仅在局部地区有所分布，分为 4 个油层组 19 个小层，埋藏深度为 2600 米。

明化镇、馆陶组油层为砂岩储油，以细砂为主，泥质胶结，泥质含量 8.4%，碳酸盐含量平均为 2.9%，胶结类型以孔隙接触式为主。油层孔隙度 32%，渗透率变化大，在 0.443～1.764 二次方微米，平均 1.002 二次方微米，变异系数为 0.71。据港 205 井密闭取芯分析，原始含油饱和度为 65%（表 10-1）。

明Ⅲ组、馆陶组油层孔隙分选性好，排驱压力低，最小可流动半径明Ⅲ组为 6～2.5 微米，馆陶组为 5～0.5 微米，不可流动的孔隙体积明Ⅲ组为 29～50%，馆陶组为 38～57%。按大港油田储集层分类属Ⅲ类，为中等储集层。孔隙结构特征见表 10-2。

3. 油藏类型及流体性质

(1) 油藏类型　开发区油气水组合关系复杂，但油气富集受港东逆牵引背斜控制应属逆牵引背斜油气藏。不同断块油气水关系不一致，基本上是以单砂体控制油气水分布，形成多套油气水系统，油气水间互出现，没有统一的油气水界面。从油田开发方面分析，应属多油气水系统复杂断块类型油气藏（图 10-4）。

(2) 流体性质　港东上第三系油气藏，原油性质自下而上由轻变重，平面上由东向西、由内部向边部、由构造高部位向低部位密度增大，粘度增高，胶质沥青质含量及含蜡量降低。原油密度为 0.85～0.92 克／厘米^3,地下原

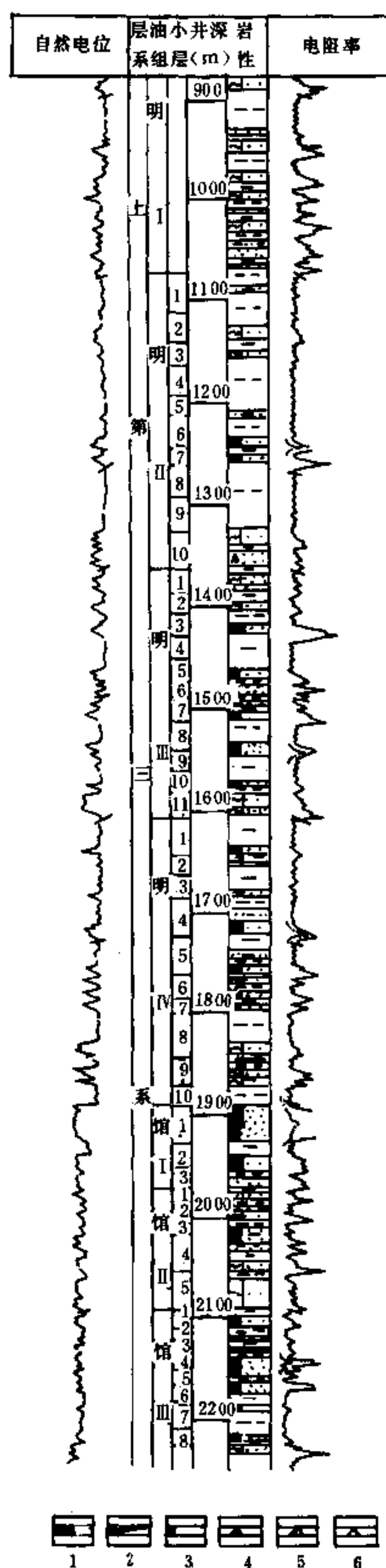


图 10-3　港东开发区油层柱状图

1—饱含油；2—含油；3—油浸；4—油斑；5—油迹；6—荧光；7—不整合线

油粘度为1.2～19.2毫帕秒。天然气相对密度为0.636，多属于干气，甲烷含量平均为89.36%，天然气性质在纵向上的变化与原油性质变化相反，下重上轻，即从馆陶组至明Ⅱ组相对密度由大变小，重烃含量逐渐减少，甲烷含量逐渐增高。上第三系各层组的地层水水型均为重碳酸钠型，总矿化度不高，平均为3793毫克／升，剖面上从浅到深逐渐增高。流体性质数据见表10-3。

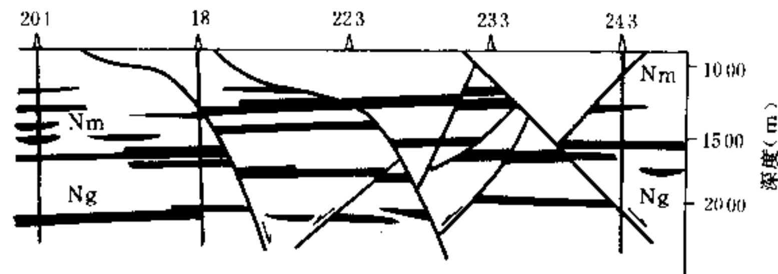


图10-4　港东开发区上第三系油藏剖面图

表10-1　港东油层物性数据表

有效孔隙度	空气渗透率(μm^2)	变异系数	有效渗透率(μm^2)	泥质含量(%)	碳酸盐含量(%)	粒度中值(mm)	原始含油饱和度(%)	束缚水饱和度(%)
0.32	1.002	0.71	0.339	8.4	2.9	0.17	65	35

表10-2　港东孔隙结构综合数据表

层位	渗透率(μm^2)	孔隙度(%)	汞孔隙度(%)	毛管压力		孔隙半径		渗透率分布		分选系数	孔隙半径均值(μm)	相对分选系数	汞饱和度	
				排驱压力(MPa)	中值压力(MPa)	最大(μm)	中值(μm)	峰位(μm)	峰值(%)				最大(%)	最终残余(%)
明Ⅲ	2.28	27.9	21.31	0.043	0.099	17.05	6.82	13	45.85	4.66	1.3	0.48	77.0	23.0
	0.928	27.7	24.42	0.039	0.088	18.75	8.33	20.5	29.1	2.7	3.2	0.33	88.0	12.0
	4.466	30.5	22.17	0.028	0.083	25.86	8.82	20.5	56.85	5.42	1.5	0.58	72.5	27.5

表10-3　港东流体性质表

地层原油				地面原油						地层水		天然气					
粘度(mPa·s)	原始气油比(m^3／t)	体积系数	压缩系数	密度(g／cm^3)	粘度(50℃)(mPa·s)	凝固点(℃)	含蜡量(%)	含硫量(%)	胶质沥青含量(%)	总矿化度(mg／L)	粘度(mPa·s)	相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷(%)	氮(%)	二氧化碳(%)
6.55	57.7	1.1663	0.00083	0.902	46.3	-16.1～20.5	9.86	0.15	13.0	3793	0.45	0.636	89.36	4.92	2.04	1.22	0.18

4. 开采简况

(1) 开发层系划分及注采方式　开发区油层的分布因块而异，差别较大，层系组合以断块为基础，突出主力油层，减少层间干扰。对多套层系发育的富集断块划分为两至三套层系，如一区Ⅰ断块将明Ⅱ、明Ⅲ、明Ⅳ油组划分为三套；一区及二区的Ⅵ断块分别划分为两套。其余多数断块一般只发育一套主力层系，次要油层分布零散，难于形成注采系统。按断块油田特点采用边部和内部相结合的点状面积方式注水开发。对复杂断块区因不能构成注采系统，则靠天然能量开采。

(2) 开发历程　港东开发区于 1968 年投入开发（表 10–4），1969 年 9 月开始注水，1970 年采油速度为 1.44%，以后采用多种增产措施产油量逐年提高，至 1975 年采油速度为 3.08%，采出程度 15.9%，综合含水 59.4%，进入中高含水期。高峰产量之后产量便逐年下降，到 1980 年采油速度稳定在 1.3%左右。

表 10–4　港东开发基础数据表

发现年代(a)	1965	饱和压力(MPa)	14.11
投产时间(a)	1968	地层温度(℃)	67.4
开采层位	上第三系明化镇,馆陶组,下第三系东营组	地层原油粘度(mPa · s)	6.55
投注时间(a)	1969	井距(m)	300
单井平均有效厚度(m)	15.0	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	15.59	生产井井数(口)	291
压力系数	0.98	注水井井数(口)	69

北大港油田港东开发区的开发大体经历三个阶段：

1) 弹性驱动阶段（1968 年 7 月～1969 年 8 月）。开发区东部（即一区）投产，生产井 93 口，油井自喷生产，每米采油指数 1.22～11.2 吨／兆帕天，除Ⅵ断块为活跃的边水驱动产量，压力稳定以外，其它多数断块消耗能量开采，生产不稳，产量下降，气油比上升，地层压力由 15.21 兆帕下降到 14.26 兆帕，每采 1%地质储量压力下降 0.54 兆帕，含水上升率 4.6%。此阶段采油速度为 0.99%，采出程度为 1.65%，含水井 31 口，综合含水 7.6%。

2) 注水开发高产稳产阶段（1969 年 9 月～1977 年 12 月）。1969 年 9 月开始东一区一断块明Ⅲ组投注，此期间开发区西部（即二区）也陆续投产，注水工作全面展开，开发区产油量逐步提高，1972 年起采油速度超过 2%，1974 年产量达到历史最高水平。此后在分层注水的基础上不断提高注水量，使开发区采油速度在 2%以上稳产 7 年多，采出程度 19.5%，综合含水 64.7%。

3) 高含水期开采阶段（1978 年至今）。人工注水和天然水驱并采的单元采出程度都接近和超过 30%，综合含水在 70%以上，主力油层水淹程度高。整个开发区产量不断下降，采油速度低于 2%。针对上述问题，1981 年 9 月编制了调整方案，钻调整井 83 口，投转注水井 8 口，还采取了大量的增产措施，减缓了开发区的递减速度。

(3) 开发效果　港东开发区的16个开发单元中水驱开发的占8个。全区水驱储量占动用储量的56.3%，在水驱开发单元内其水驱控制程度为79.5%。大都取得了较好的注水效果。

注水开发过程中含水上升率、油井的产油能力，利用采油速度等开发指标均接近理论或合理值，根据密闭取芯井检查注水效果，驱油效率为44.3～60.3%，应用矿场水淹层解释资料及注水井吸水厚度统计计算的注入水波及体积系数为88.7～75.4%，预测港东全区最终采收率为40%。如果今后对开发区再作进一步调整，则开发效果还会得到进一步提高。

二、港西开发区

1964年布港1、2、3、4等探井，1965年3月港3井上第三系明化镇组获高产油流。1965～1968年展开了详探工作，地震测线网加密到500×250米，并在一部分区块钻基础井网。开发区共钻探井13口，详探井57口，取芯井14口（其中密闭取芯井1口），取芯总进尺2774.17米，岩芯长2565.85米，平均收获率92.49%，油砂长506.84米。

1. 构造位置及圈闭

港西开发区位于北大港构造带西段，为一被断层复杂化的背斜构造，东西长11公里，宽3～5公里，构造面积约55平方公里。构造呈北东向展布，地层倾角1°～3°，构造东陡西缓，南北两翼比较对称，西部围斜部分平坦开阔。开发区的主体部分即背斜的轴部被平行于构造走向的两条主要断层所夹持（图10–5），北部的沙井子断层断面北倾，南部的大港主断层断面南倾，中间块地层抬起，两翼下降而形成地垒式背斜构造。断层均为高角度正断层，断层倾角一般为45°～60°，分为北东向和北西向两组，北东向断层平行构造轴向横贯全区，馆陶组顶界落差80～120米，向上变小，明上段一般40米左右。断层延伸达10～11公里。北西向断层横切构造轴向，延伸多数不超过1.5公里，馆陶组顶界落差30～50米，有些还在20米以下。

北东向的主断层发育早结束晚，后期活动强烈，伴随着基底背斜的产生而发生。在下第三系沉积时期发育了边断边沉的重力滑动断层，一直到第四纪。断层上、下盘的沉积厚度有明显差异。这组断层对油气聚集起控制作用，是浅层油气藏的主要运移通道。港西主断层和沙井子断层夹持的地垒块是油气最富集的区块，而在下降盘岩性和构造条件配合较好的局部地带油气才比较富集。次一级断层形成晚，在区内纵横交错、相互切割，使油气层分布复杂化，全区25条断层将构造分割成41个自然断块，其中含油断块39个。这些断块可分为三种类型：

第一，地垒或地堑型，如三区二断块（$Ⅲ_2$）和四区（Ⅳ），构造简单，断块面积大而完整，油层厚度较大且连通好。

第二，地垒或地堑相间的复杂断块，如一区二断块（$Ⅰ_2$），断块破碎面积小，油层连通程度低。

第三，构造翼部台阶型断块，位于主断层下降盘，构造简单，围绕轴部形成一系列镶边构造，油层平面差异性大，高部位连通性好，例如二区（Ⅱ）、五区（Ⅴ）。

2. 储集层

港西开发区产层为上第三系明化镇组下段和馆陶组。从沉积剖面上可以看出该两油层组可分别划分出三个正旋回层，组合清楚，剖面结构稳定，总共划分为6个油组，并根据次一级岩性沉积旋回进一步划分为29个小层，含油井段最长可达1000米。油层在平面上变化大，在构造中部厚度大，边部薄。沉积环境影响砂体变化较大，全区1～2口井钻遇的砂体

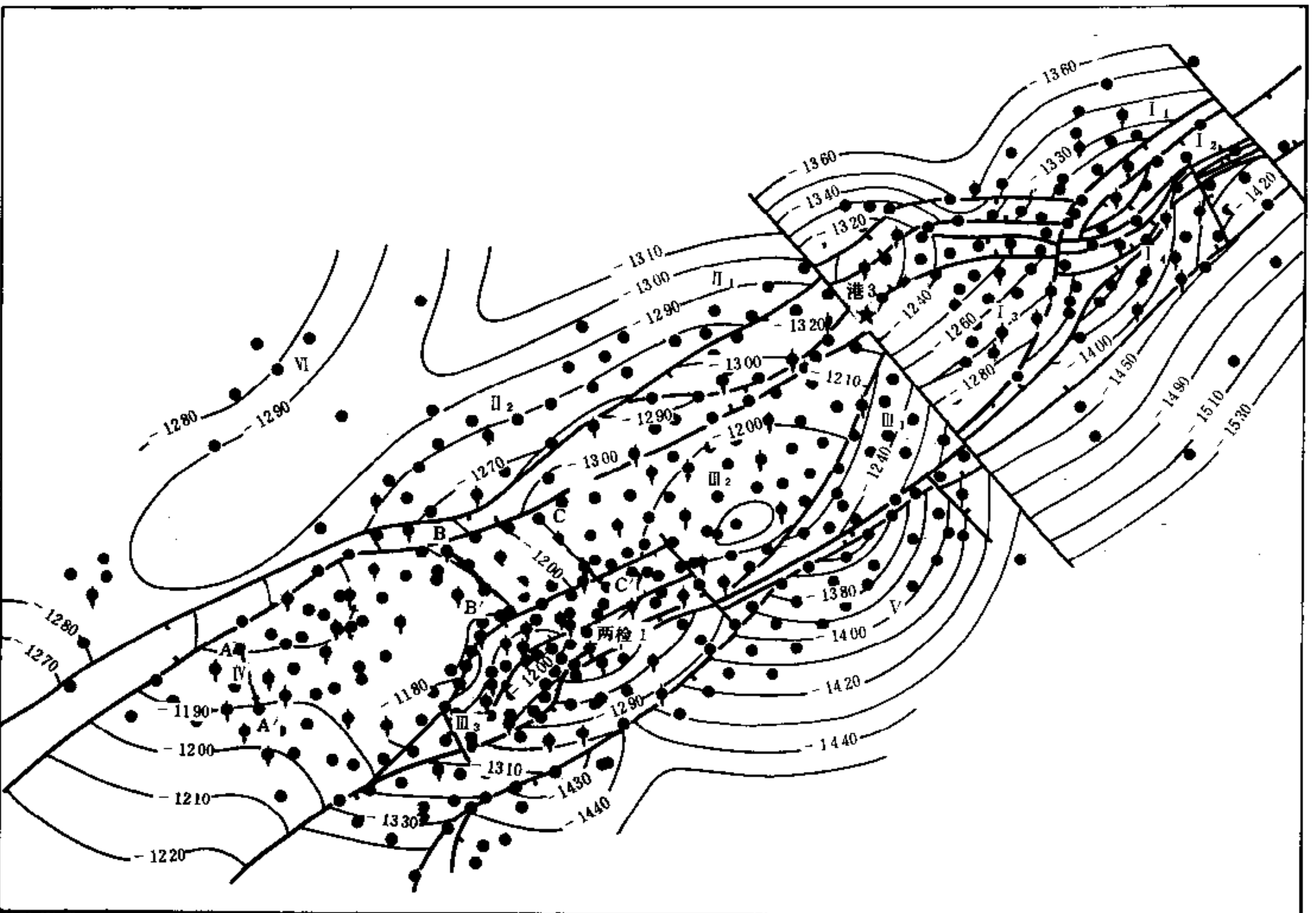


图 10–5　港西开发区构造图

图例同图 10–2

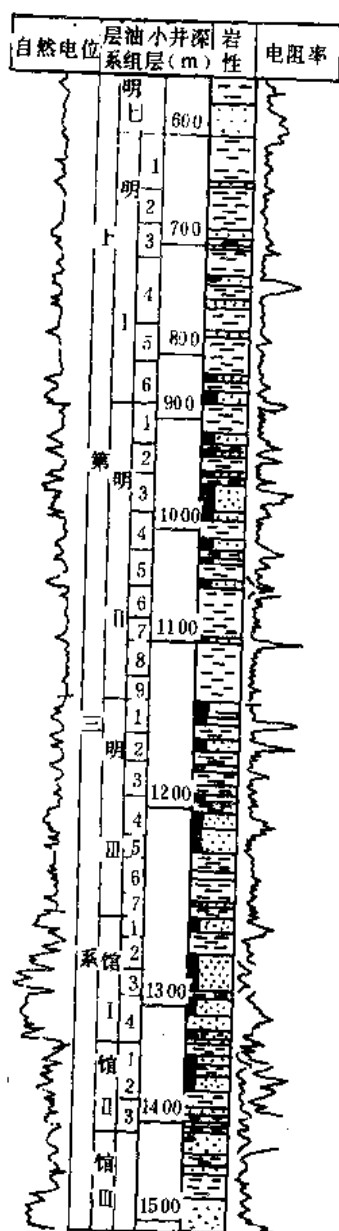


图 10–6 港西开发区油层柱状图
图例同图 10–3

占全部砂体的 50～70%，主力油层一般发育于明下段Ⅱ、Ⅲ油组中，单井平均有效厚度 14.5 米。

储集层砂岩以细粒、粉一细粒为主，矿物成分以长石、石英为主，泥质胶结，含量 13.8%。胶结较疏松，碳酸盐含量 5.8%，胶结类型以接触一孔隙式为主。油层渗透性好，平均空气渗透率 0.834 二次方微米。油层组划分及油层岩性，岩矿特征参见图 10–6。

油层孔喉分布频率曲线呈正偏态。毛管压力曲线一般左凸，排驱压力 0.04～0.06 兆帕，压力中值 0.08～0.15 兆帕，孔隙半径中值 9.0～5.0 微米，油层结构较好（参见表 10–5、10–6）。

西检 1 井岩芯 X 衍射粘土矿物分析资料表明，油层粘土矿物以高岭石为主，含量占粘土矿物的 73～78%；蒙脱石次之，占 18～21.7%；其余为伊利石，含量在 2～8%。无混层矿物及绿泥石。

港西明下段属泛滥平原蛇曲河相沉积，砂体以点坝为主，也有滞留沉积和天然堤沉积。垂向上为多旋回正韵律特征。沉积总体表现为泥包砂，反映蛇曲河流沉积特点。砂体总延伸方向为北东一南西或南北向。根据小层砂体平面形态特征可分三类：顺直型条带状砂体，略成线状分布；弯曲型条带状砂体，呈蜿蜒曲折分布；不规则席状砂体分布范围大，但厚度很薄，边缘不规则。各种砂体在剖面上都呈顶平底凸的不对称状或透镜状，以及两者混合状。油气层的分布同时受断层、构造、岩性等因素控制。

3. 油气藏类型及流体性质

(1) 油气藏类型　从港西开发区整体来看为一披覆构造油气藏，但是由于断层的切割和砂体的变化，具体到每一断块又可分为三种：即断块油气藏：断层岩性油气藏和断层遮挡油气藏。其中断块油气藏分布广泛，为主要类型。图 10–7 为港西油气藏类型图。

港西上第三系油气藏，由于构造运动频繁，油气多次运移，形成多套油气水系统，区内没有统一的油气水界面。

表 10–5　港西开发区油层物性数据表

有效孔隙度(%)	空气渗透率(μm^2)	变异系数	有效渗透率(μm^2)	泥质含量(%)	碳酸盐含量(%)	粒度中值(mm)	原始含油饱和度(%)	束缚水饱和度(%)
31	0.834	0.67	0.274	13.8	5.8	0.11	60	40

表 10–6　港西开发区孔隙结构综合数据表

层位	渗透率 (μm^2)	孔隙度 (%)	汞孔隙度 (%)	毛管压力		孔隙半径		渗透率分布		分选系数	孔隙半径均值 (μm)	相对分选系数	汞饱和度	
				排驱压力 (MPa)	中值压力 (MPa)	最大 (μm)	中值 (μm)	峰位 (μm)	峰值 (%)				最大 (%)	最终残余 (%)
馆一	2.979	33.5	31.87	0.039	0.08	18.75	9.15	20.5	45.21	2.36	4.4	0.3	95	5
明三	1.359	32.8	26.65	0.068	0.177	10.87	4.17	8.2	68.57	3.66	1.4	0.38	81.5	18.5

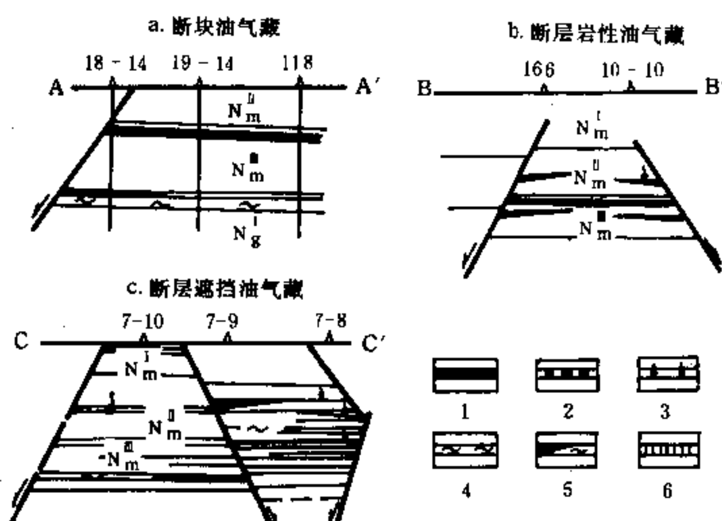


图 10–7　港西开发区油气藏类型图

1—油层；2—Ⅱ类油层；3—气层；4—水层；5—油水层；6—致密层

(2) 流体性质　该区流体性质参看表 10–7。原油密度及粘度较高，原油地面密度为 0.922 克／厘米^3，地下原油粘度平均为 21 毫帕秒。地层水总矿化度 10716 毫克／升，天然气相对密度 0.64，甲烷含量 89.5%，属于干气。

4. 开发简况

(1) 井网、层系及注采系统　1965 年港 3 井出油以后至 1967 年底，采用 350～1400 米的井距钻详探井 16 口，井网密度为每平方公里 2 口井，所获得的初步认识是构造比较复杂，明化镇油层发育，对馆陶组尚认识不清，油井生产能力较低，原油性质较差，在这些认识基础上于 1968 年 1 月对三区部署了基础井网，以查明断层的分布和油层的基本特点，为合理选择开发井网提供地质依据。经对比采用 500 米井距，1968 年选定第一批基础井。1969 年 1 月对三区西部部署了开发井网，经三种不同井距井网对比结果 250 米井网较优，采油速度 1.2%。但因三区土地问题未妥善解决，钻机东移至一区，1969 年 4 月在一区根据已完钻的 3 口探井资料，直接部署开发井投入开发，井距为 250 米，以后相继投入开发的各区块均采用了同样的井网。

港西开发区各断块油层分布差异较大，各断块主力层组不同，全区多数断块发育一组主力油层，采用一套井网开发。在明化镇组、馆陶组两套含油层组同时发育的地区划分两套层系开采。例如三区四断块明Ⅲ、馆陶各一套；四区明化镇组、馆陶组也划分为两套。开发初期对于明Ⅰ、明Ⅱ组因油层埋藏浅，油层胶结疏松而出砂严重的区块，确定待防砂工艺过关以后再根据具体情况另钻一套井网或留作接替层后期上返回采。

表 10–7　港西开发区流体性质表

地层原油				地面原油						地层水		天然气					
粘度(mPa·s)	原始气油比(m^3/t)	体积系数	压缩系数(1/mPa)	密度(g/cm^3)	粘度(mPa·s)	凝固点(℃)	含蜡量(%)	含硫量(%)	胶质沥青质(%)	总矿化度(mg/L)	粘度(mPa·s)	相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷(%)	氮(%)	二氧化碳(%)
21	37	1.092	0.001017	0.922	93.4	−25～19.4	9.07	0.17	16.02	10,716	0.57	0.64	89.5	2.19	0.42	0.98	6.55

针对港西开发区油水系统复杂，断块油气藏面积小、油层连通性较差等特点，根据油井投产后的动态反映，以扶植高产为目的，各断块均采用了点状面积注水投注。构造西部的四区面积较大，油层分布连片，两套井网均采用四点法面积注水。构造复杂地带形不成注采系统则以溶解气驱方式开采。

(2) 开发历程　港西开发区自 1965 年发现，1970 年全面投入开发，1972 年注水。其开采史可分为以下几个阶段。开采综合数据参见表 10–8。

表 10–8　港西开发基础数据表

发现年代(a)	1965	饱和压力(MPa)	9.92
投产时间(a)	1970	地层温度(℃)	52.5
投注时间(a)	1972	地层原油粘度(mPa·s)	21
开采层位	上第三系明化镇组、馆陶组、下第三系东营组	井距(m)	250
单井平均有效厚度(m)	14.5	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	10.51	生产井井数(口)	293
压力系数	0.98	注水井井数(口)	130

1）弹性驱开采阶段（1965 年 2 月～1970 年 7 月）。对详探井和基础井进行试采。采出程度 0.48%，地层压力由 10.51 兆帕下降到 10 兆帕，每采 1%地质储量压力下降 1.02 兆帕，综合含水 1.7%。

2）溶解气驱阶段（1970 年 7 月～1972 年 2 月）。港西开发区全面投产后不久即进入溶解气驱开采阶段，综合气油比由 84 米^3／吨上升到 137 米^3／吨，地层压力由 10 兆帕下降到 8.65 兆帕，每采 1%地质储量压力下降 0.785 兆帕，至 1972 年采出程度 1.73%。综合含水 7.5%，平均含水上升率为 3.3%。

3）注水开发阶段（1972 年 2 月～1986 年）。于 1972 年 2 月采用点状面积注水方式全面投注，至目前大体又可分为五个阶段。

①低强度、低注采比阶段（1972 年 2 月～1974 年 8 月）。月注采比 0.5 左右，注水强度 1～3 米^3／天米，油井在 2～3 个月内普遍见效，由于注采不平衡地层压力仍继续下降，平均每采 1%地质储量压力下降 0.39 兆帕。含水上升率为 4.1%，综合递减率为 0.85。

②笼统提水阶段（1974 年 8 月～1976 年 2 月）。对注水井提高注水量，油井注水效果明显，出现了一批高产井和高产块。但因多层合注，加之注采系统和井网不完善，到 1975 年底高渗透层普遍见水，综合含水由 31.2%上升到 42%，产量明显下降，高产期仅有 7 个月。

③控制注水阶段（1976 年 2 月～1977 年 1 月）。采取降低注水量的办法，而注水量的下降导致一线受益井的产液量急骤下降，综合含水由 42%上升到 49.3%，含水上升率达 5.4%。

④分层注水阶段（1977 年 1 月～1978 年 12 月）。针对上述问题抓紧分层测试和分层注水工作，全区 65 口注水井中有 53 口井下了分层注水管柱，分注合格率达 78.8%，层间矛盾减缓，日产油量上升，含水上升率由 5.4%下降为 2.16%，取得明显效果。

⑤综合调整阶段（1979 年 1 月～1980 年 12 月）。调整的主要内容是完善注采井网及注采层系；同时对边部二、五、六区钻生产井提高储量动用程度，调整期间新老区共钻井 134 口，其中试油出水井 2 口，落空井 7 口。通过调整采油速度由 1.4%上升到 1.58%。效果明显，并给今后的稳产奠定了基础。

(3) 开发效果　港西开发区共有 21 个开发单元，其中主要人工注水开发单元 9 个，水驱储量占动用储量的 61.8%。主要注水开发单元水驱程度平均为 76.7%，投人开发以来经过不断调整，注采系统、注采井网大体完善。注水开发取得了显著效果。

密闭取芯仅在馆陶组油层进行，西检 1 井位于主流线附近，馆 I 组油层水洗厚度占 86.5%，油层水洗程度和驱油效率明显受渗透率控制，油层顶部驱油效率为 12.4～29.4%，而底部则为 62.7～77.8%，反映出正韵律沉积层的水淹特点。利用开发区目前采出程度及水淹段的平均驱油效率求得的港西注人水波及体积系数为 66.7%。

利用多种采收率预测方法，对港西开发区的水驱采收率进行预测，除经验公式外其它各种方法的预测结果都比较吻合，大致为 25%。

三、港中开发区

1964 年由地震勘探发现该构造，1964 年布探井，同年 12 月在港 5 井下第三系沙河街组获得工业油流。1972 年 4 月港 293 井获高产后于同年 11 月投入开发，主要开采层位是沙河街组，其次是东营组，开发区先后共钻取芯井 10 口，取芯进尺 1455.56 米，岩芯长 1198.67 米，平均收获率为 82.35%，油砂长 252.69 米。

1. 构造位置及圈闭

港中开发区位于北大港构造带中部，港东主断层的上升盘，是一个抬斜断块油气藏（图 10-8）。闭合高度 250 米，构造面积约 100 平方公里。

图 10-8　港中开发区构造图
图例同图 10-2

区内地层倾向北东，倾角8°～12°。断层发育，有北东、北西向两组，其中港东主断层及15井断层发育早，滨Ⅰ组顶界断距上千米，水平断距达800米以上。延伸大于30公里，对油气分布起控制作用。次一级断层断距在100～250米，更次一级小断层断距在20～100米，但在区内纵横交错，使构造面貌复杂化，对油层连通有很大影响。全区48条断层把港中分割为49个自然断块，含油断块43个，断块平均面积为0.7平方公里，最小的断块仅0.1平方公里。

根据沉积类型、构造特征及油气富集的差异性、开发区内可划分为滨南和滨北两大类型断块，又进一步划分出10个次一级断块作为基本开发单元。

滨北断块位于滨海断层上升盘，内部又以321井和港8井断层为界自西而东划分为北Ⅰ（NⅠ）、北Ⅱ（NⅡ）、北Ⅲ（NⅢ）三个断块，其中北Ⅲ和北Ⅱ断块的西南端含油较好。

滨南断块位于滨海断层下降盘，东至滨唐分界断层，内部又进一步划分为南Ⅰ（SⅠ）至南Ⅵ（SⅥ）六个次一级断块，其中南Ⅰ、南Ⅱ、南Ⅳ断块含油好，其余较差。另外15井断层下降盘一侧的含油断块称293断块，含油层为下第三系东营组。

2. 储集层

油层主要集中在下第三系沙一段下部、沙二段，其次为东营组及沙三段，油层分布范围小，沙一段下部，沙二段油层共划分为6个油层组（O_1、O_2、滨Ⅰ、滨Ⅱ、滨Ⅲ、滨Ⅳ）21个小层。含油井段

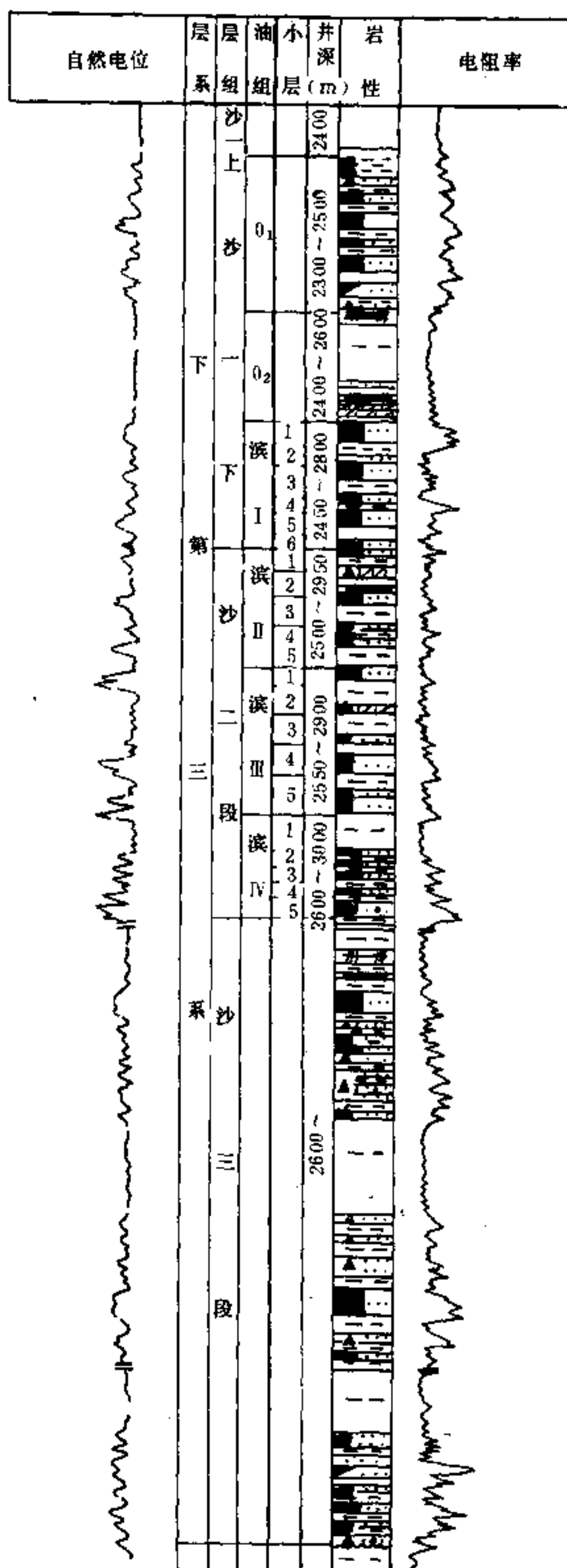


图10–9 港中开发区油层柱状图

图例同图10–3

达 200～400 米。油层划分及岩性见图 10–9。

油层平面分布既受构造因素的影响也受砂体的控制，统观全区油层变化大，砂体小，连通差。全区沙一段下部、沙二段共有 250 个砂体，其中一口井钻遇的最高达 99 个，占砂体总数的 40%，这些小砂体不能形成注采系统，无法实现注水开发。

下第三系属滨湖—深湖相沉积，岩性为砂、泥岩互层，粗细相间，具明显的韵律性，为下粗上细的正旋回沉积，主力油层均发育于旋回下部。砂岩一般为浅灰或灰白色长石砂岩，主要成分为长石和石英，含量分别为 40～60%及 30～40%，次要成分为岩屑、燧石及少量生物碎屑，含量为 5～10%。胶结物为泥质和碳酸盐，含量为 20%左右，最多可达 30%；泥质物多为高岭石、水云母和次生石英等；粘土矿物有少量蒙脱石。碳酸盐胶结物主要是方解石，也有白云石，平均含量可占胶结物总量的 1／2 左右。砂岩碎屑颗粒圆度一般较好，粒级多属粉—细砂级，中粒级以上砂岩不常见。

下第三系储集层受沉积环境和成岩作用的影响，使得储集空间类型复杂，经薄片和扫描电子显微镜对滨海油组的岩石学分析，根据成因和形态大致可分为孔隙型、裂隙型和孔隙—裂隙混合型等三类。

由于成岩作用和沉积类型的影响，油层结构复杂，平面、纵向上非均质程度高。油层平均孔隙度 21%，空气渗透率 0.067 二次方微米，有效渗透率 0.019 二次方微米，属低渗透性油气藏，各断块及油层组差异十分显著。油层物性数据见表 10–9。

表 10–9　港中开发区油层物性数据表

有效孔隙度(%)	空气渗透率(μm^2)	变异系数	有效渗透率(μm^2)	泥质含量(%)	碳酸盐含量(%)	粒度中值(mm)	原始含油饱和度(%)	束缚水饱和度(%)
21	0.067	0.66	0.019	10.4	10.3	0.081	60	40

根据 4 口井 34 块样品的压汞资料可看出，油层孔喉半径 60%以上分布在 0.1～100 微米之间，峰值不明显，表明孔喉大小混杂，分布不集中（见表 10–10）。

表 10–10　港中开发区孔隙结构综合数据表

层位	渗透率(μm^2)	孔隙度(%)	汞孔隙度(%)	毛管压力		孔隙半径		渗透率分布		分选系数	孔隙半径均值(μm)	相对分选系数	汞饱和度	
				排驱压力(MPa)	中值压力(MPa)	最大(μm)	中值(μm)	峰位(μm)	峰值(%)				最大(%)	最终残余(%)
沙一下	0.02	19.2	12.89	0.226	1.863	3.26	0.39	5.15	38.5				67.12	32.88
	1.194	23.2	16.82	0.069	0.049	10.71	1.5	8.15	56	3.75	0.98	0.37	72.5	27.5
	0.914	26.8	23.04	0.049	0.074	15.0	10	13	81	3.4	2.6	0.4	85.96	14.04

X 衍射粘土矿物分析结果表明，油层中主要粘土矿物为伊利石与蒙脱石混合层，占

50%以上，伊利石占30%左右，高岭石、绿泥石为次要成分。电镜扫描观察到自生石英及石英加大占据储集层孔隙空间堵塞孔道，使孔喉变细，有的粒间孔隙被粘土矿物；自生矿物充填，孔道堵塞严重。

3. 油气藏类型及流体性质

(1) 油气藏类型　油气藏类型较多，主要有断块油气藏、岩性油气藏和断块—岩性油气藏（图10—10），此外局部地区还有地层超覆、岩性透镜体等油气藏。开发区历经多次构造变动，造成油水关系复杂，无统一油水界面，不同油组、不同断块油水界面均不相同。

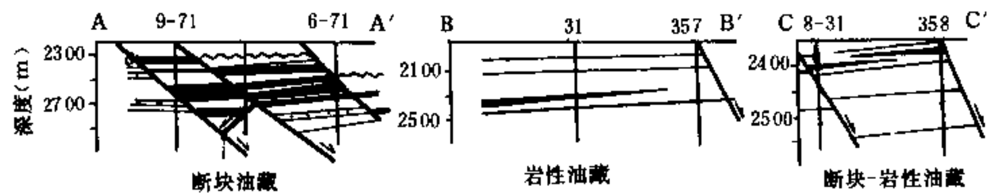


图10—10　港中开发区油气藏类型图

图例同图10—7

(2) 流体性质　流体性质较好，具有“油轻、气重、水咸”的特点，原油密度0.852克/厘米³，地面原油粘度6.9毫帕秒，地下原油粘度0.96毫帕秒。胶质沥青质含量6.66%，含硫量0.082%，含蜡量14.3%。区内除南Ⅳ断块局部有气顶外，所产天然气均为油层中的伴生气，天然气性质较好，相对密度为0.671，甲烷含量为83.3%。油田水多属重碳酸钠型，总矿化度20474毫克/升（参见表10—11）。

表10—11　港中开发区流体性质表

地层原油				地面原油						地层水		天然气					
粘度(mPa·s)	原始气油比(m^3/t)	体积系数	压缩系数	密度(g/cm^3)	粘度(50℃)(mPa·s)	凝固点(℃)	含蜡量(%)	胶质沥青质含量(%)	含硫量(%)	总矿化度(mg/L)	粘度(mPa·s)	相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷(%)	氮(%)	二氧化碳(%)
0.96	131	1.4328	0.001666	0.852	6.9	−2～27	14.3	6.66	0.082	20474	0.4	0.671	83.33	8.66	3.17	1.95	0.65

4. 开发简况

(1) 井网布署及开发层系划分　开发区内的生产井分三批部署，1972年在293井区首先以600米井距布基础井网，并在293井区周围以300米井距设计了生产试验井组。同年10月在333井获得高产油流后按300～350米井距布生产井41口，1973年根据“稀井高产”的方针对滨南断块按450米井距布详探井与生产井；对滨北断块按700～800米井距布开发井网。

结合港中开发区的具体情况采用一套井网开发，主要依据是：①原油性质相近，沙一段

下部、沙二与沙三段原油密度为0.8475～0.8420克／厘米^3，地下原油粘度为0.86～0.55毫帕秒；②油层物性差别不大，油层孔隙度为22.3～19.6%，空气渗透率0.121～0.95二次方微米；③同一断块内各层系压力系数一致，无活跃水驱；④油层分布比较集中，井段平均200米；⑤滨南断块采用450米井网，若分采则沙一段下部、沙二段单井控制储量为12.6万吨，沙三为10.4万吨，且沙三油层生产能力低，而采用一套井网开发单井控制储量可达17.2万吨；⑥调整工作量小，基本上不需要补钻新井。

港中开发区多数断块属封闭类型，少数地区有边水，但水体不大边水不活跃，油层弹性能量小，地饱压差为5.33兆帕。试采期间油层压降速度一般为1.48～1.76兆帕／月，最高达4.61兆帕／月，采出1%地质储量地层压力下降1.30～2.48兆帕，油井月递减率为0.85～0.9，油井投产后靠弹性—溶解气驱开采，生产不到一年气油比上升4.5倍，生产不久地层压力就低于饱和压力。预测油井含水前停喷，流压为5.88～9.81兆帕。采出程度仅6%，因此必须采用人工保持压力的办法，改变驱动类型，提高最终采收率。注水方式采用不规则点状面积注水。

(2) 开发历程　港中开发区投产至今已经历了15年的开采历史，大体可分为以下三个开发阶段（开发基础数据见表10-12）。

表10-12　港中开发区开发基础数据表

发现年代(a)	1965	饱和压力(MPa)	22.85
投产时间(a)	1972	地层温度(℃)	96
投注时间(a)	1974	地层原油粘度(mPa·s)	0.96
开采层位	下第三系沙河街组、东营组	井距(m)	300～600
单井平均有效厚度(m)	8.8	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	28.18	生产井井数(口)	106
压力系数	1.14	注水井井数(口)	35

1) 试采阶段（1965年2月～1972年9月）。共有试采井5口，采用大压差试采，平均生产压差10.79兆帕，每米厚度采油指数为1.03吨／兆帕天，产量递减快，采出程度0.09%。

2) 弹性溶解气驱开采阶段（1972年10月～1975年7月）。港中开发区油层压力系数高，溶解气量较大，原油物性好，所以采用大压差生产，投产初期单井日产油量较高。但因封闭断块占多数，开采过程中没有外来能量补给，油层渗透率低、连通性差，故投产后油层压力下降快，阶段末期油层总压降达10.49兆帕。单位压降产量只有102～41吨／兆帕，气油比上升快，投产一年气油比上升5倍，油井产量下降快，稳产困难，阶段采出程度5%。

3) 人工注水加溶解气驱阶段（1975年8月～1982年12月）。开发区于1975年8月投入注水，注水后又可分为三个阶段：

①低压注水阶段（1975年8月～1978年1月）。共有注水井27口，重点完善了南Ⅰ和293断块，注水泵压15.69兆帕。总的来看注水效果较差，全区有14口井注不进水，占注水

井数的 52%，另外有 6 口注水井虽能注进水但油井不见效。因此大部分油井仍为溶解气驱开采，油层压力、产量继续下降，油井利用率低，生产十分被动。

②部分地区提高注水泵压、加强注水阶段（1978 年 2 月～1982 年 12 月）。根据上述问题 1978 年 2 月将开发区南Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ及北Ⅲ断块的注水井泵压由 15.69 兆帕提高到 21.58 兆帕，同时又转注了一部分注水井，注水量提高，使一些油井见到注水效果，如南Ⅱ断块 10—59 井组注水 4 个月后 3 口一线井相继见效，9—61 井日产油量由 5 吨上升到 20 吨，动液面由 800 米上升到井口，油井由抽油转为自喷生产。但由于油层连通性差，在高压注水的地区 17 口注水井中仍有 7 口注不进水，3 口井累计注水量较高，但油井不见效果。于是 1981 年在南Ⅳ断块东部加密井网试验，将 600 米井网加密为 300 米。300 米井网在局部地区亦不能全部掌握油层变化，投注后有 1／3 的井见效，新井有 1／3 仍与注水井不连通。还有的井因发现新断层而单独处于另一些小断块，这样的小断块供油范围小，投产的新井压降大、停喷快。

③综合调整阶段（1983 年～1986 年）。根据开采形势及南Ⅳ断块加密井网的试验结果，决定对开发区进行综合治理，共布调整井 40 口，1983 年开始调整南Ⅰ断块，在断块南部钻井 6 口，井距由 600 米缩小为 300 米；断块北部完善注采井网，钻井 3 口。这些井投产后产量压力下降仍很快，至 1986 年底调整工作尚未结束。

(3) 开发效果　港中开发区与北大港油田的其它开发区相比，稳产面貌及开发效果最差，根据矿场资料预测在现井网条件下的最终采收率仅为 16.4%。

四、唐家河开发区

唐家河开发区的地震勘探工作于 1964～1965 年间进行。1965 年底港 21 井上第三系馆陶组油层首次获得工业油流，1966 年 2 月港 12 井又在下第三系东营组三段获得高产油流。相继进行了试采。1967～1971 年进行地震详查及钻探井控制含油范围，明确了三断块东部为高产部位，并在港 75、78 井发现了下第三系沙河街组的油气层。勘探期间共钻探井 28 口，取芯井 10 口，取芯进尺 781.41 米，岩芯长 599.33 米，平均收获率 76.7%，油砂长 64.31 米。

1. 构造位置及圈闭

唐家河开发区位于北大港构造带的东北部，为一被断层切割的鼻状构造油气藏。东邻歧口凹陷，西侧以滨唐分界断层与港中开发区相接，南、北分别以港东主断层及唐一号断层为界。东西长 5 公里，南北宽 3 公里，构造面积 17 平方公里（图 10-11）。

开发区内有两组断层，一组为北东向，另一组为北北西向。北东向一组有五条主要断层，这些断层延伸一般 3～5 公里，断距大，断面倾角 40°～80°，是长期发育的断层，控制着沉积和油气分布。北北西向一组为小断层，只有一条主要断层即滨唐分界断层，对东营组油气起遮挡作用。构造轴向北东，向北东倾没。轴部形成地垒块向两翼节节陷落，根据东三段顶界构造图将全区划分为五个大断块，由北向南依次排列，其中Ⅲ断块为主要含油断块，油层富集。Ⅱ断块不含油。

2. 储集层

明化镇组埋藏浅，油层分布零散，油稠低产。馆陶组在Ⅲ断块主要油层为馆Ⅲ、Ⅳ组，Ⅳ断块为馆Ⅰ、Ⅱ组油层。Ⅰ、Ⅴ断块构造高部位也分别有馆Ⅰ、Ⅳ组油层。

东一段油层分布在断鼻轴部倾没端及低断块的高部位，受断层和岩性两种因素控制。东二段储集层不发育，为大段泥岩夹薄砂层，物性较差，是受岩性控制的透镜状油气层，平面

上岩性变化大，油气层分布在Ⅰ断块的高部位和Ⅲ断块西部。东三段砂岩发育，油气层连片分布，自东北至西南油气层向上倾方向尖灭，东三段末期的沉积间断使高部位的1～3小层遭受剥蚀，东三段10个小层在平面上的分布特点是1、2小层比较零散；3、4、5小层连片性好；6小层在构造腰部发育向西端尖灭；7、8小层轴部发育；9、10小层厚度较小。东三段在Ⅰ断块气层发育，Ⅲ断块油层富集高产，Ⅳ断块油层厚度中等，Ⅴ断块砂层不发育，Ⅱ断块未发现油气层（图10–12)。

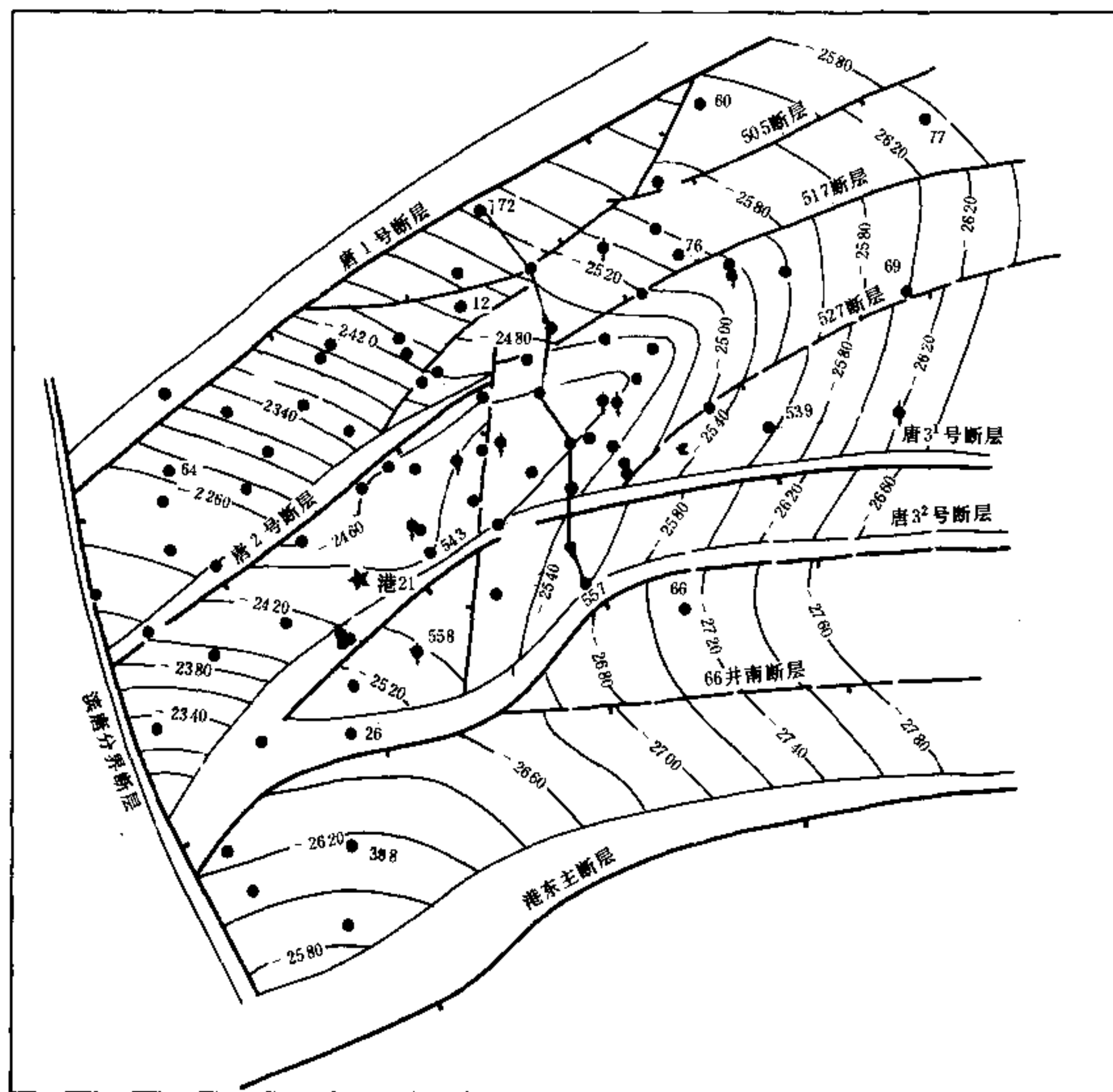


图10–11　唐家河开发区构造图

图例同10–2

沙一段上部由两粗两细组成两个正旋回，油气沿断层分布比较集中。沙一段下部勘探程度较低，油层主要分布在Ⅰ、Ⅲ断块的高部位。油井初期产量高，油层压力、产量下降快。

唐家河上、下第三系储集层均为砂岩，上第三系是平原河流相沉积，砂层发育，储集层物性好。下第三系东营组为三角洲沉积，东三段砂体具有砂层集中，单层厚度较大，储集层物性较好的特征；沙河街组为浅湖滩坝体系，砂岩非均质程度高，储集层物性较差。

东三段储集层为细—粉砂岩。粒度中值 0.05～0.32 毫米，分选性好，分选系数在 1.3 左右。胶结物成分以泥质为主，含量 12.7%，碳酸盐含量 9.5%，胶结类型以孔隙—接触式为主，油层平均有效孔隙度为 27%，空气渗透率 0.306 二次方微米，变异系数 0.81。

根据 521 井压汞资料分析，东三段属较好的储集层，分选较好，束缚水含量低，排驱压力较低，孔隙分布呈粗歪度（见表 10–13）。

3. 油气藏类型及流体性质

（1）油气藏类型　油气水界面受鼻状构造控制，高部位含气，低部位含油，边部为水。Ⅰ、Ⅲ断块原始油气、油水界面深度分别为–2460、–2600 米，Ⅳ断块原始油水界面深度为–2620 米，Ⅴ断块由于钻井资料少尚难确定。东二段是透镜状的岩性油气藏，无统一的油气水界面。东一段、馆陶组、明下段为受断层控制的油气藏，油水层间互。馆Ⅳ组厚层块状砂岩形成底水油气藏，同一断块内的同一砂体油水按重力分异并有统一油水界面，如Ⅲ断块油水界面深度为–2005 米，Ⅰ断块–1915 米。沙河街组由于目前资料较少，构造、断层有待进一步落实，油气水关系尚不清楚。

根据圈闭类型及油气水分布特点，本区油气藏类型可分以下三种：

断鼻构造油气藏　东三段油层油气聚集受鼻状构造控制，形成气顶和边水（图 10–13）。

岩性油气藏　东二段油层大段泥岩中的透镜体砂岩含油，油气分布受岩性控制。

断块油藏　馆陶组油层沿断层分布，油层受断层控制。

（2）流体性质　唐家河开发区的油气性质在纵向上自上而下逐渐变好，东三段油层厚，油质轻，粘度小，地下流动条件

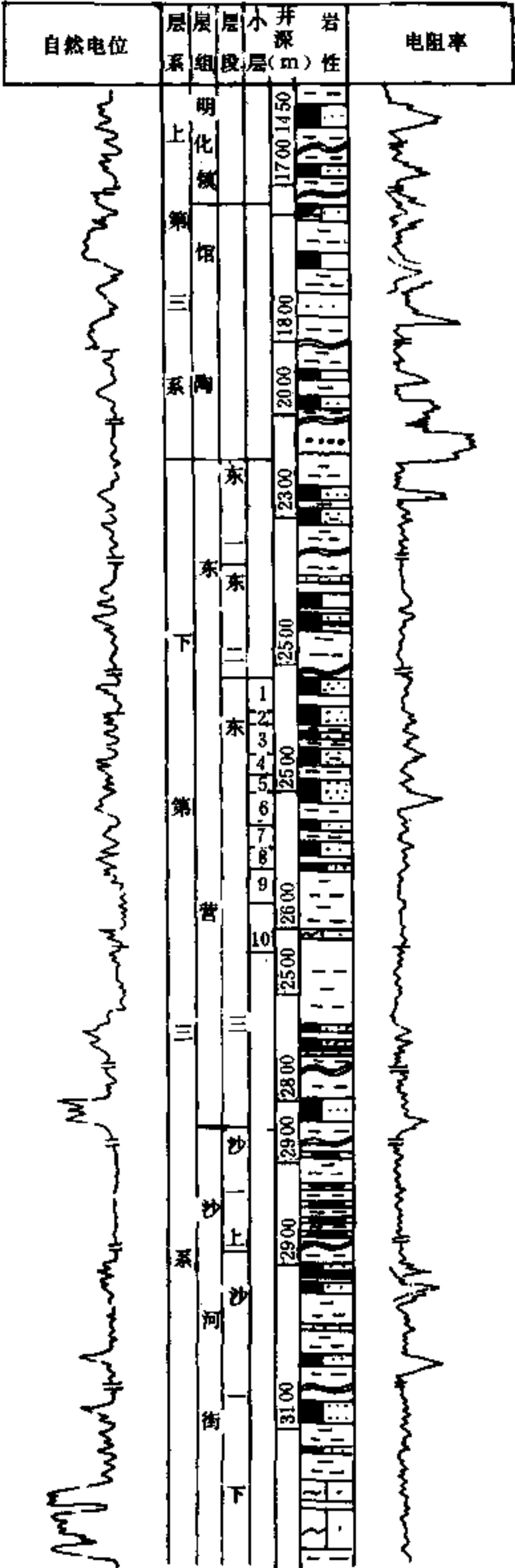


图 10–12　唐家河开发区油层柱状图

图例同图 10–3

好，原油密度 0.84 克／厘米^3，地面原油粘度 4.2 毫帕秒，地下原油粘度 0.77 毫帕秒，含蜡量为 13.4%。全区各层平均数据参见表 10–14。

表 10–13　唐家河开发区孔隙结构综合数据表

层位	渗透率 (μm^2)	孔隙度 (%)	汞孔隙度 (%)	毛管压力 排驱压力 (MPa)	毛管压力 中值压力 (MPa)	孔隙半径 最大 (μm)	孔隙半径 中值 (μm)	渗透率分布 峰位 (μm)	渗透率分布 峰值 (%)	分选系数	孔隙半径均值 (μm)	相对分选系数	汞饱和度 最大 (%)	汞饱和度 最终残余 (%)
东三	0.336	28.3	25.19	0.093	0.12	7.9	6.14	8.15	64.27	2.71	2.0	0.30	89.0	11.0

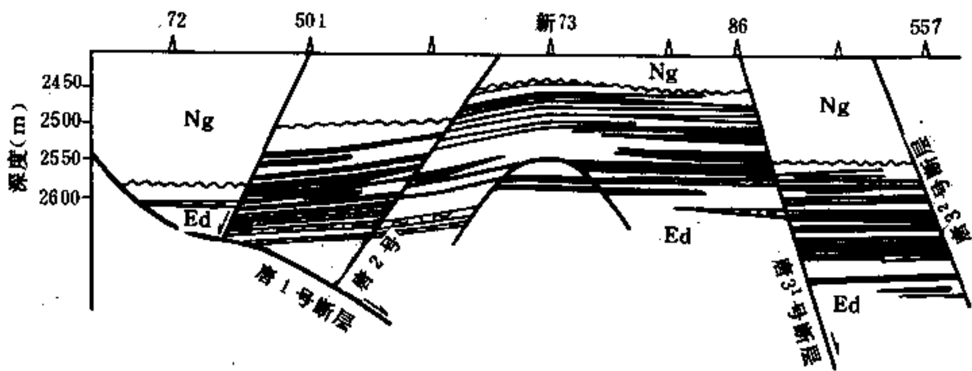


图 10–13　唐家河开发区东三段油气藏剖面图

图例同图 10–7

表 10–14　唐家河开发区流体性质数据表

地层原油 粘度 (mPa·s)	地层原油 原始气油比 (m^3/t)	地层原油 体积系数	地层原油 压缩系数	地面原油 密度 (g/cm^3)	地面原油 粘度 (mPa·s)	地面原油 凝固点 (℃)	地面原油 含蜡量 (%)	地面原油 含硫量 (%)	地面原油 胶质沥青质含量 (%)	地层水 总矿化度 (mg/L)	地层水 粘度 (mPa·s)	天然气 相对密度	天然气 甲烷 (%)	天然气 乙烷 (%)	天然气 丙烷 (%)	天然气 氮气 (%)	天然气 二氧化碳 (%)
0.88	165	1.452	0.001597	0.846	10.9	−10～31	13.3	0.066	7.6	8654	0.41	0.693	82.28	7.52	4.40	1.47	1.28

各层系的天然气均属于湿气，甲烷含量比纯气藏的干气低，重烃含量较高，东三段天然气相对密度 0.664，甲烷含量 84.25%，浅层油气藏中的油气在由深层向上运移途中重烃减少、甲烷升高，馆Ⅰ、Ⅱ组天然气相对密度 0.5840，甲烷含量 95.57%，重烃为 6.69%。

地层水属重碳酸钠型，由下向上总矿化度和氯离子含量逐渐变小，如沙一段下部总矿化

度为16975毫克／升，东三段为9270毫克／升，而馆陶组只有3455毫克／升。反映了沉积时水介质条件由深向浅逐渐淡化的过程。

4. 开发简况

(1) 试采特点　在详探期间曾在10口井分别对东三段、东一段、馆陶组油层进行试采。主力油层东三段有以下生产特征:

1) 生产能力高，在24、73、12井一带为高产区，每米厚度采油指数平均为4.49吨／兆帕天，Ⅲ断块平均为3.77吨／兆帕天;

2) 地层原油物性较好，原油密度0.84克／厘米^{3}左右，地层原油粘度小，为0.6～1.8毫帕秒;

3) 地饱压差1.25～1.57兆帕，油层弹性能量不大;

4) 在采油速度不超过1.5%的条件下，月压降速度为0.04～0.044兆帕，单位压降采油量为33650～59695吨／兆帕。每米厚度压降产油量为2080～2845吨／兆帕米;

5) 油层有效渗透率为0.056二次方微米，生产压差一般1.47～3.43兆帕，而南部的Ⅳ断块65井则高达12.95兆帕。

通过不同井距的布井方案对比后，选用了400×400米三角形井网，1972年7月生产井网钻完投产。1974年3月以点状面积注水方式投注。

(2) 开发历程　唐家河开发区于1972年全面投入开发，高峰期在1973～1975年，采油速度3.8～4.8%，此期间采出程度11.6%，综合含水达到39%，综合气油比由264上升到552米^3／吨，1974年开始注水。开发区投产后大体经历了以下几个阶段（开发基础数据见表10－15)。

表10－15　唐家河开发区开发基础数据表

发现年代(a)	1965	饱和压力(MPa)	22.68
投产时间(a)	1972	地层温度(℃)	88.9
投注时间(a)	1974	地层原油粘度(mPa·s)	0.88
开采层位	下第三系东营组　上第三系馆陶组	井距(m)	400
单井平均有效厚度(m)	19.5	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	24.42	生产井井数(口)	57
压力系数	0.99	注水井井数(口)	21

1) 弹性水压驱动阶段（1972年7月～1973年1月)，该阶段主要依靠油气藏弹性能量及一定的边水补给进行开采，地层压力下降比较缓慢，产油量、气油比都比较稳定，例如高产的Ⅲ断块有9口采油井，采油速度3.1%，阶段末采出程度2.9%，每采1%地质储量地层压力下降0.37兆帕。

2) 溶解气及边水混合驱动阶段（1973年2月～1974年2月)。本阶段地层压力下降速度快，气油比上升。Ⅲ断块有采油井15口，采油速度5.3%，阶段采出程度4.4%，每采1%地质储量压力下降0.88兆帕，气油比由225米^3／吨上升到364米^3／吨，特别是Ⅲ断块

东部主体部位，1974 年 2 月底总压降达 5.07 兆帕，低于饱和压力 3.82 兆帕。

3）注水开发阶段（1974 年 3 月～1986 年 12 月）。这个阶段中又可划分为两个小的阶段:

①低注采比阶段（1974 年 3 月～1978 年 2 月）。1974 年 3 月首先在Ⅲ断块东部中心部位转注 2 口注水井（525, 85 井），相继在Ⅰ、Ⅲ、Ⅳ断块的边部转注 5 口井。共有 7 口注水井，注采井数比为 1：3，月注采比最大只有 0.8，而采油速度则高达 5%左右，能量补给不足，油层压力保持不住，Ⅲ断块一线受益井总压降达 7.85 兆帕左右，二线受益井高达 11.77 兆帕，注采系统不够完善，从单向驱油为主，形成一线井水淹严重。

②调整注采井网和注采系统阶段（1978 年 3 月～1986 年）。第一次调整在 1978 年初到 1979 年，共钻井 9 口，转注 9 口，使全区注采井数比达到 1：2，月注采比由 0.8 提高到 1.5，一线受益井由 15 口增加到 21 口。这两年期间全区产油量递减率有所减缓，年综合递减为 14～20%。

第二次调整从 1980 年下半年到 1981 年，主要针对Ⅰ、Ⅲ断块东三段部分死油区及井网不完善的地方，共钻井 12 口，转注 3 口。但完钻的调整井成功率不高，主要目的层存在的只有 6 口井，其余 6 口井主要目的层水淹或断缺，成功率仅达 50%。这次调整未达到预期目的。

1982 年又进行第三次调整，主要目的是进一步提高馆陶组储量动用程度，并进一步完善Ⅰ断块东三段井网，但调整效果也不明显。

(3) 开发效果　唐家河开发区主要注水开发单元为Ⅰ、Ⅲ断块的东三段油气藏，馆陶组油气藏为边、底水驱动，全区水驱储量占 67.6%，主要水驱开发单元内的水驱控制程度为 75.8%。如前所述，东三段油层层数多，隔层薄，油层变异系数为 0.81，油层非均质程度高，注水以后虽因油层连通性好，初期见效快，但单向受益导致油井来水早，含水上升快，稳产时间短。据已有的 13 口井 65 层 257.2 米测试结果，其中未动用层有 28 层 99.1 米，未动用厚度占总测试厚度的 38.5%。根据矿场资料预测的采收率为 32.3%。唐家河开发区注水开发效果不很理想，今后需要在取得必要的岩芯、测井、测试等项资料的基础上再作进一步分析研究，以期提高最终采收率。

五、马西深层油气藏

1978 年在北大港构造带上进行了深井钻探，于港深 13 井沙一段下部获高产油流。经 11 毫米油嘴测试，最高日产油 212 吨，日产气 120368 立方米，从而打开了大港地区深层油气藏勘探的局面。随即部署了深 14、15、16 等探边井，控制含油面积，并进行了取芯工作，取芯井 4 口，总进尺 126.33 米，芯长 113.43 米，油砂长 62.65 米，平均收获率 89.9%。1979 年编制了初步开发方案，1980 年按 500 米井距、正方形井网钻生产井，1981 年全面投入开发，1982 年底开始注水。

1. 构造位置及圈闭

马西深层油气藏位于北大港构造带的中南部，属于北大港油田港东逆牵引背斜的一个西高点。

(1) 构造形态完整，为一典型的背斜　马西深层构造轴向北东，长轴 5 公里、短轴 3 公里，构造面积 14 平方公里。构造比较平缓，南翼倾角 3°～5°，北翼略陡为 6°～8°，构造高点在深 13 井、深 5-4 井一带，闭合度为 170 米，本高点与马东高点为鞍部相接。

(2) 断层少　马西深层构造与浅层大不相同，断裂不发育。区内只有一条港东主断层，

走向北东，西起六间房经港东地区，东北到唐家河一带，长达30公里。断距大，在深部沙一段顶断距最大达1000米左右，向上逐渐变小，为100～200米，一般断距700～800米。断层倾角40°～50°。该断层是长期发育的同生断层，对沉积和油气聚集、油气藏形成的控制作用极为明显。断层上下盘地层厚度相差800～1000米。在该断层的下降盘形成明化镇、馆陶组浅部油气藏，而港中地区上升盘的同层位地层却没有形成油气藏，说明断层起明显的控制作用。

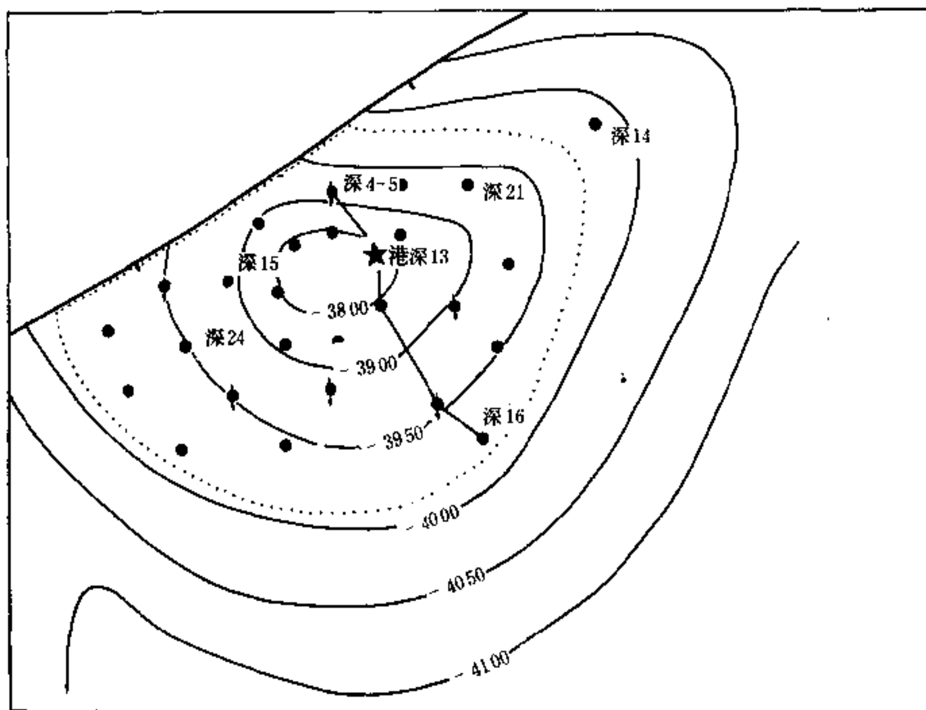


图10-14　马西深层油气藏构造图

图例同图10-2

构造区内断层少，油层裂隙也不发育。通过对几口井的岩芯观察，在含油岩芯中共发现4条小裂隙，其特点是裂隙垂直于层面，个别地方有些斜交，裂隙延伸最长的为14厘米，最小的为6厘米，裂隙宽1毫米左右，在裂缝中往往有泥质充填。此种现象说明是受张应力的结果，属于张节理。

2. 储集层

(1) 层组划分　钻井揭露的地层有明化镇组、馆陶组、东营组和沙一段。开发目的层沙一段下部埋藏深。根据沉积旋回特点、油层分布以及隔层的稳定性，将沙一段下部划分为板2和板3两个油组，而板4和滨Ⅰ组本区尚未钻达。根据油层组内的小旋回和单层在平面上的稳定程度，及小层间夹层的变化，将板2、3油组进一步划分为10个小层（图10-15）。

(2) 油层分布　主要目的层为沙一段下部的板2、3油组。沙一段上部及东营组在本区基本不含油。储油层为湖湾沉积，岩性为浅灰色砂岩与泥岩组合，为正旋回沉积。油层有以下特点：

1) 油层埋藏深、厚度大。板2、3油层埋藏较深（4000米），厚度大，例如深13井板2、3油组，一类油层总厚度为61.8米，根据纯含油区内的油井统计，板2组油层单井平均

有效厚度13米，板3组16米。单层厚度大，例如深13井的板3组4小层，单层有效厚度达33.4米。

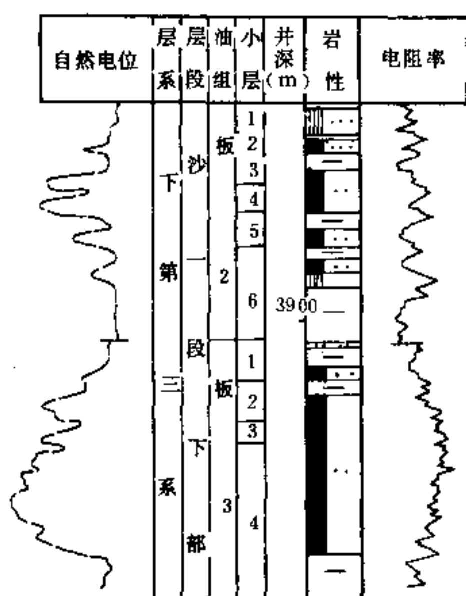


图10-15 马西深层油层柱状图
图例同图10-3

2) 油层分布集中。目前钻达的板2、3组厚度为220～240米，而油层集中段只有180～190米。其中板2组油层集中井段只有60～70米，板3组70～80米。

3) 主力油层稳定，连片分布。板桥组主力油层比较稳定，根据油砂体特征，大体可分为两种类型。一为块状稳定油砂体，油层厚度大（20～30米），砂体呈块状，大面积连片分布，如板3油组4小层，深15井厚40.6米，向东一公里到深13井仍有40.4米厚的油层，平面上的延续性较好。二为厚层状油砂体，比块状油砂体稍薄，厚度一般10～15米，平面上变化不大，多呈局部连片分布，板2组3、4小层即属此种类型。例如深13井板2组3小层油砂体厚12.6米，向西1000米到深15井略变薄，仍有9米厚，平面上有一定的延续性。

上述各类油砂体的分布与沉积条件是分不开的。砂岩体延伸方向为北东向，与港东主断层大体平行。

(3) 储集层物性特征

1) 非均质，物性差。马西深层储集层岩性为细砂岩、粉砂岩。岩性变化大，油层非均质性严重，油层物性较差，为低渗透油层。根据297块岩芯分析结果，板2组粒度中值为0.117毫米，分选系数为1.88；板3组粒度中值为0.158毫米，分选系数为1.82；孔隙度板2组平均值为14%，板3组平均值为13%；空气渗透率板2组为0.007二次方微米，板3组为0.014二次方微米；板2、3组有效渗透率均为0.003二次方微米。

储集层胶结物，泥质含量为3～4.8%，钙质含量6.2～9.9%，胶结类型以接触式和充填—接触式为主。

总的看来，两组物性接近，板3组略好。通过岩芯观察，含油砂岩比较致密，油层多为搅混状层理结构，砂泥混杂，有的夹泥质条带。这种岩性多为油浸、油斑，甚至不含油。例如深15井板2组井段3841.38～3841.62米的0.24米岩芯，为褐灰色油斑砂岩，砂泥均呈斑块状或条带状交混，含油不均。顶部含油较好，为油浸砂岩；中部为油斑砂岩，底部含油最差，甚至不含油。说明岩性变化直接影响其含油性。

2) 孔隙结构差，次生变化明显。利用电镜扫描对明化镇组—沙河街组板4油组共10个油组，做了6口井15块样品112张图象。通过图象分析，明显看出以下两点：

①储集岩被压实。随着深度的增加，岩石颗粒由松散的点状接触，被压实成缝合状或凸凹状紧密接触，储集层的孔隙度则逐渐变小。据统计在1000～3000米井深，深度每增加1000米，孔隙度减小4～6%。在3000～4500米井深，每增加1000米，孔隙度减小8～

10%。

②矿物次生加大。岩石埋藏在一定深度，由于后生作用引起矿物次生加大现象出现，随着深度的增加此现象更为明显。这些矿物主要是石英、长石。在明化镇组（1500米以上）岩石后生作用不太明显。到东营组（约2000米）石英颗粒表面有少量次生加大现象，有的石英在粒间自生成雏晶。沙河街组（3000～4000米）矿物次生加大更为明显，有一些石英矿物在粒间孔隙中自生发育成晶体或晶簇，有的长石颗粒表面次生一些凸起面，以及水云母、高岭石等粘土矿物充填于孔隙中，从而使孔隙度变小。

3）孔隙半径小，使渗透率变低。通过毛细管压力曲线分析，马西深层油层孔隙性较差，孔隙半径中值比较小，0.19～1.21微米。孔隙虽小，但是分布比较集中，曲线峰值一般分布在1～3微米之间。根据马西、港中、板桥等地区的孔隙半径与渗透率关系曲线看出，孔隙的大小直接影响渗透率的高低（见表10–16）。

表10–16　马西深层物性与孔隙结构变化表

岩样号	深度(m)	层位	物性参数		孔隙结构参数			
			孔隙度(%)	渗透率(μm^2)	孔隙半径中值(μm)	汞50%毛管压力(MPa)	孔隙半径(M＞0.125μm)体　积(%)	束缚水饱和度(%)
6	3846.27	板2	19.7	0.0523	1.3	0.566	60～80	16
14	3849.86	板2	9.0	0.0049	0.3	2.452	40～70	33

综上所述，马西深部油层受后生作用影响，结果使孔隙性变差。根据大港油田储集层性质分类，马西深层属于较差的Ⅲ、Ⅳ类储集层（见表10–17）。

表10–17　孔隙结构分析表

层位	均值(μm)	孔喉分布(%)						渗透率(μm)	孔隙度(%)	孔隙半径中值(μm)	汞50%毛管压力(MPa)	进汞时排驱压力(MPa)	分类级别
		＞25(μm)	＞7.5(μm)	＞2.5(μm)	＞0.75(μm)	＞0.25(μm)	＞0.075(μm)						
板2	0.98～3.00	1.5～4.4	2.1～5.0	2.8～38.2	26.3～54.0	45.7～64.0	63.7～90.0	0.003～0.014	11.6～17.0	0.19～1.21	0.618～3.923	0.206～0.431	Ⅲ、Ⅳ
板3	0.16～3.00	1.0～5.0	1.3～6.8	3.2～34.7	38.7～54.5	54.9～64.4	75.5～82.3	0.006～0.011	11.5～15.6	0.37～1.18	0.588～1.991	0.206～0.392	Ⅲ
板2+3	0.98～3.00	1.0～5.0	1.3～6.8	2.8～38.2	26.3～54.5	45.7～64.4	63.3～90.0	0.003～0.014	11.5～17.0	0.37～1.21	0.588～3.923	0.206～0.431	Ⅲ、Ⅳ

3. 油气藏类型及流体性质

(1) 油气藏类型　马西深层油气藏的油气水分布主要受构造和断层因素控制，其次是岩性变化的影响。油气藏类型以背斜构造油气藏为主，个别层为构造-岩性油气藏（图10-16）。

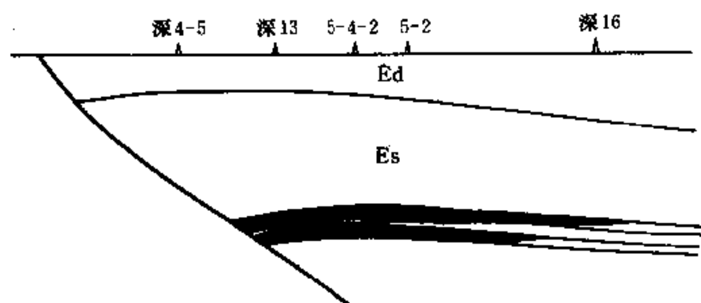


图 10-16　马西深层油气藏剖面示意图

图例同图 10-7

根据油水层分布及试油资料分析，板 2 和板 3 组为两套油水系统，各组有独立的统一油水界面。板 2 组油水界面在-3900 米，板 3 组油水界面基本在-3970～-3990 米之间，纵向上约有 10～20 米的过渡带，故板 3 组油水界面为-3980 米。

(2) 流体性质　马西深层油气藏埋藏深，油层保存条件好，原油性质较好，密度小，粘度小（表 10-18）。

表 10-18　马西深层原油性质表

层位	密度(g／cm³)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)	初馏点 (℃)
板 2	0.848	6.6	27	14.1	0.079	5.43	110
板 3	0.838	6.1	29.7	11.9	0.04	4.73	106
板 2+3	0.844	6.4	28.1	13.2	0.062	5.13	108

马西深层油气藏没有气顶，油层溶解气相对密度为 0.710，甲烷含量 79.8%（表10-19）。油田水属于重碳酸钠型，总矿化度为 21676 毫克／升（见表 10-20）。

表 10-19　马西深层天然气性质表

层位	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	二氧化碳 (%)	氮 (%)
板 2	0.703	80.65	8.69	4.45	1.62	2.04
板 3	0.720	78.69	10.37	4.85	2.09	1.24
板 2+3	0.710	79.8	9.4	4.62	1.82	1.70

表 10-20　马西深层油田水分析表

层位	总矿化度 (mg／L)	氯根 (mg／L)	硫酸根 (mg／L)	水型
板 2	22379	12174	353	$NaHCO_3$
板 3	20723	11263	108	$NaHCO_3$
板 2+3	21676	11787	249	$NaHCO_3$

4. 开发简况

(1) 开发历程　1978 年 9 月深 13 井取得板 2、3 组生产能力后，于 1979 年编制初步开发方案，1980 年采用 500 米井距正方形井网钻生产井，1981 年投入开发，1982 年注水，1983 年对板 2、3 组开发层系及注采系统进行调整完善。在构造顶部板 2、3 油层都比较发育，划为两套开发层系。开发基础数据见表 10-21。

表 10-21　马西深层开发基础数据表

发现年代(a)	1978	饱和压力(MPa)	38.54
投产时间(a)	1981	地层温度(℃)	149
投注时间(a)	1982	地层原油粘度(mPa · s)	0.38
开采层位	下第三系沙一段下部	井距(m)	500
单井平均有效厚度(m)	25	生产井井数(口)	21
原始油层压力(MPa)	56.78	注水井井数(口)	6
压力系数	1.44	注水方式	点状面积

1) 试采阶段（1978 年 10 月～1980 年 9 月)。该阶段仅有 5 口井投产，主要是板 3 组生产井，日产水平为 222 吨，单井日产油 55.5 吨。采油速度为 1.3%，采出程度为 2.31%，综合含水 1.01%。试采特点:

①油井自喷能力强，初期产量高。如深 13 井 11 毫米油嘴，日产油 212 吨，气 120368 立方米；9 毫米油嘴，日产油 160 吨，气 73500 立方米，皆为自喷生产。

②生产压差大，采油指数低。板 3 组生产压差为 19.07 兆帕，每米采油指数为 0.172 吨／兆帕天。板 2 组生产压差为 27.09 兆帕，每米采油指数为 0.092 吨／兆帕天。

③边水不活跃，压力普遍下降。在试油阶段，如深 13 井，1978 年 10 月试采，到 1979 年 8 月，静压为 52.06 兆帕，总压降为 4.68 兆帕，到 1980 年 4 月测得静压为 50.95 兆帕，总压降为 5.8 兆帕，阶段压降为 1.12 兆帕。该阶段油层压力呈区域性下降，说明油层连通性较好，边水不活跃。

2) 注水开发阶段（1980 年 10 月～1986 年 12 月)。由于地层压力普遍下降，该阶段首

先在深4—5井进行试注，泵压33.34兆帕，日注水能力249立方米，试注情况良好。油田转入全面注水开发后，该阶段油井生产能力比较旺盛，并提高了采油速度，板2组为2.6%，板3组为5.23%，全区为3.56%。

(2) 开发效果 马西深层油气藏是一个油层厚度大、渗透性低、原油性质好、边水不活跃的高压低饱和油气藏，通过开发实践，取得了较好的效果。

1) 投产新井，采用过油管射孔技术，减少了对油层的污染，使油层能够更好地发挥其生产能力。马西深层油层致密，孔隙性差。如采用泥浆压井聚能射孔器，射孔后会加剧井底的杂物污染堵塞。而过油管射孔工艺作业时，通常采用清水压井，井内容易形成负压差，而该区的原始地层压力高于井筒压力18兆帕，所以射孔时的残留物会迅速流入井筒，使孔道得到清洗，地层不被污染，油井均能自喷生产。据统计泥浆压力射孔的5个层，初期平均日产油43.3吨，平均生产压差23.75兆帕，平均每米采油指数0.079吨／兆帕天。而过油管射孔的5个层，平均日产油78.3吨，平均生产压差20.21兆帕，每米采油指数0.155吨／兆帕天。

2) 对低渗透油层，采用高压注水，效果明显。马西深层油气藏，埋藏深，油层渗透率低，地层压力高，给注水开发带来困难。油田开发前曾用700型压裂车试注，启动压力为34.32兆帕，注水泵压一般在39.23～41.68兆帕，日注水量150～180立方米，注水压差为5.88兆帕，每米吸水指数为1.22米^3／兆帕天，才能满足注水开发的要求。为此，选用引进美国的两种型号的三柱塞泵进行高压注水，泵压在31.38～43.15兆帕以上，最高达44.82兆帕，排量为8.1～22米^3／小时。由于油层低渗透，对水质进行了严格处理，制定了水质标准、净化工艺流程及进行双料过滤等处理，使注水井有比较稳定的吸水能力。如深5—3井在注水井未投注前，地层压力由42兆帕降为36.96兆帕，日产量由70吨降为36.5吨。当深5—2、深4—3井转注后两个月，日产油量由36.5吨上升为40吨，半年后上升为52.4吨，11个月以后又增加到72.1吨，地层压力上升为46.1兆帕，地层压力回升9.14兆帕。通过高压注水，油井普遍受益。

3) 深层压裂，充分发挥了油层生产潜力。油层埋深4000米左右，孔隙性和渗透性都变差，油井投产后，生产压差大，平均为17.68兆帕，最高达36.4兆帕。流体在地层中流动阻力大，油层的生产能力难以发挥。据流压与采油指数关系，当流压在27.46兆帕时，采油指数基本不变，流压降到24.52兆帕时，明显下降。为此对生产压差大的油井进行压裂改造，采用引进美国98.068兆帕压裂设备和优质压裂液，以及高强度的支撑剂，压裂效果显著。目前深层注水虽已初见成效，但地层亏空及压降依然存在，注采比低，注采层系及注采系统还不完善，今后将进一步完善注采系统及井网，以期获得更好的注水开发效果。

第二节 板桥凝析油气田

板桥地区于1964年开始钻探板2井。1973年12月板3井下第三系沙河街组油层首获工业性油气流。陆地部分地震测网为0.3×0.5公里，水域部分为2×3公里。1974～1975年集中钻探，在五个断块内均获工业油流。1978年在板中、板南断块钻开发井，1981年在板北断块钻生产井并陆续投入开发。含油区井距400～500米，点状面积注水开发；凝析气藏以枯竭方式开采，井距700～800米。钻取芯井37口，进尺1899.88米，芯长1603.17米，油砂长62.29米，取芯收获率84.38%。

板桥凝析油气田位于大港区天津石油化工基地，工厂、居民住宅星罗棋布，盐田卤池、泄洪区、水库在油田区广为分布，地表条件复杂。

一、构造位置及圈闭

板桥凝析油气田位于板桥断裂构造带的主体部位，该断裂构造带长约31公里，宽7公里，面积210平方公里。板桥构造约50平方公里，因被多断层切割，面貌较为复杂。构造轴向北东，北翼保存背斜构造形态，倾角10°，南翼倾角5°～6°，断层切割严重，只可见背斜轮廓（图10-17）。其南为北大港构造带，其北为板桥凹陷。区内沉积巨厚的第三系。板桥构造发育北东向和北西向两组断层，前者活动时间长、断距大、对沉积和油气藏形成有明显的控制作用，后者一般断距较小。

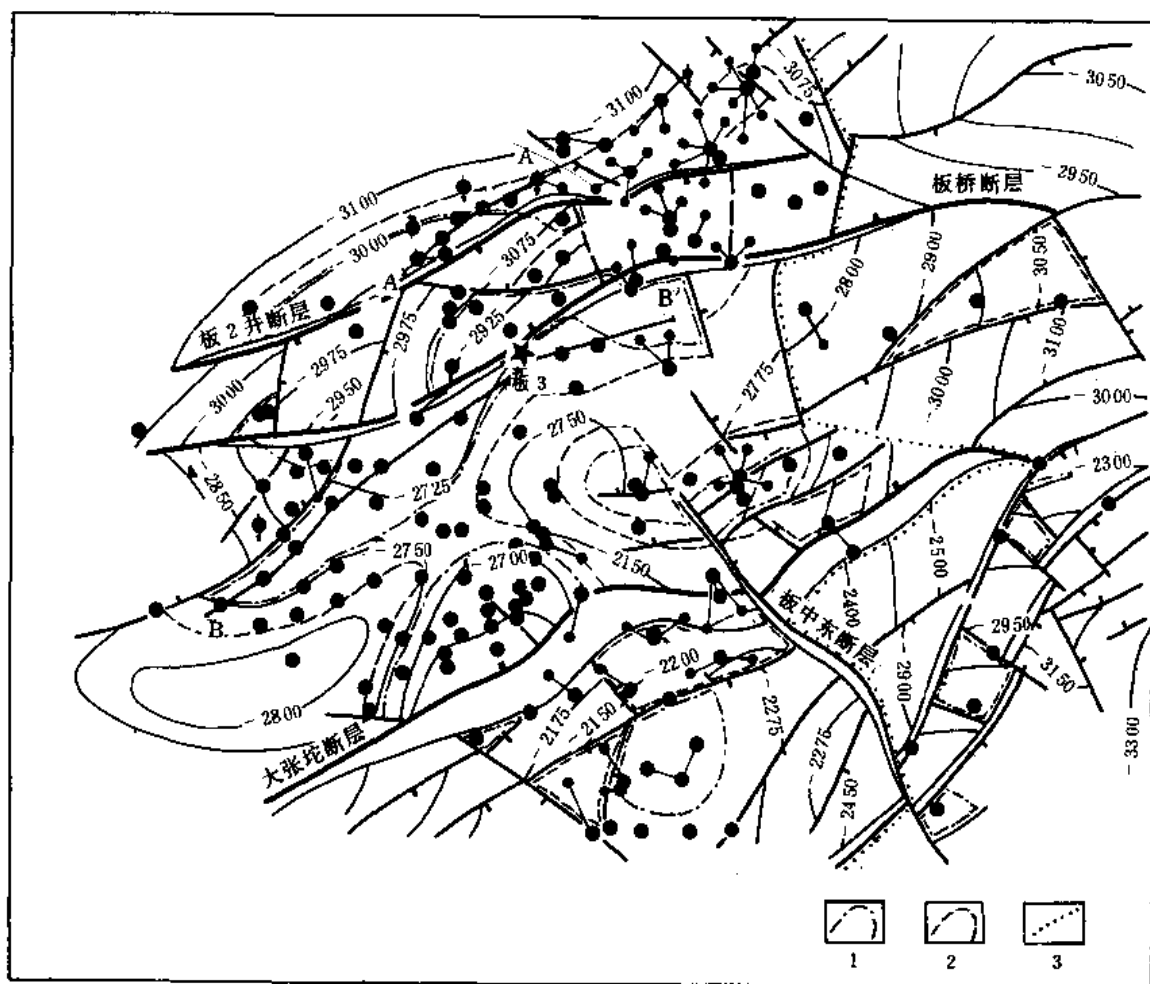


图10—17 板桥凝析油气田构造图

1—油气界线；2—油水界线；3—拼图线；其它图例同图10—2

北东向断层主要有大张坨断层、板桥断层、板2井断层等，其中以大张坨断层最大，全长约25公里，断面倾角40°～50°。板2油组顶界最大断距为700米，一般在400～500米，具有形成时间早、活动幅度大的特点，在沙一上和东营组沉积时活动最为强烈，对区域构造和沉积作用有影响。大张坨断层是向板桥凹陷下滑的正断层。断层下滑对下降盘产生了

侧向应力，同时在凹陷边缘又由于沧东大断层以相反方向下滑，造成了相反的侧向应力。在二者的水平侧向应力作用下，促成了板桥背斜和一部分高点形成，从而构成以板中区为中心的含油有利地带。板桥断层和前者性质相同，断距为95～300米，同样在东营、沙一上和沙二沉积时有较大幅度的活动。板2断层也和前者性质相同，但方向相反、规模较小。

北西向断层一般断距小于100米，延伸仅1～2公里，对油气藏分布有一定的控制作用，使油水关系更为复杂。

板桥凝析油气田可分为五个开发区，即板东、板西、板南、板北、板中等开发区。板北开发区即板桥断层以北的下降断块；位于板桥断层与大张坨断层之间的地区为板中开发区，由南、北两高点组成；位于大张坨断层之南和板中东断层之西的板南开发区为区内最高的构造断块；板东开发区即指构造东侧的白水头；板西开发区一般是指西侧的大张坨。

二、储集层

1. 油气层分布

沙一段上部到沙三段为主要产层。由于地层旋回性强，砂层成组出现，可以分成10套含油层组，即板0、板1、板2、板3、板4、滨Ⅰ、滨Ⅱ、滨Ⅲ、滨Ⅳ油组和沙三段油组。在板1、板2、板3、板4、滨Ⅲ、滨Ⅳ油组除油层外还有凝析气层（图10-18）。

板桥地区油气纵向分布井段长、层组多，共10个油层组，含油井段在2436～4092米，井段长1656米，从下第三系沙一段上部起至沙三段都不同程度含有油气层，其中以沙一段下部板4油组石油地质储量最大，占板桥油田总储量的28%，其次为滨Ⅰ，依次为滨Ⅳ、板1、板2、滨Ⅲ、板0、滨Ⅱ、沙三段油组。气层分布在下第三系沙一段下部和沙二段，其中板2是主要含气层，约占总气储量的59%，其次为板4、滨Ⅳ、板3、滨Ⅲ油组。气层富含凝析油，凝析油含量大于500克／米^3，按理论计算当重碳部分（C_6以上）稳定时，凝析油含量最大，可以达到639克／米^3。

2. 储集层特征

（1）岩矿特征　储油层以砂岩为主，长石含量38.13～48%，石英含量34～42%，其它成分为岩块。胶结物为泥质和钙质，属孔隙接触式，沙一段以上泥质含量高，以下钙质含量增加。

在板1油组（821井）局部发现生物灰岩油层，同时在板2油组（843井）泥岩裂缝出气。

（2）岩石物理性质　板桥地区在纵向上物性变化大。板0—板3油组一般物性较好，是目前主要生产层，渗透率0.099二次方微米，孔隙度21%左右。由板4油组向下逐渐变差，渗透率小于0.059二次方微米，孔隙度6～16%，证明地层压实作用明显增加。其有效渗透率板2为0.156二次方微米、板3为0.037二次方微米、滨Ⅰ为0.005二次方微米、滨Ⅲ为0.004二次方微米、滨Ⅳ油组为0.001二次方微米。

（3）储油层孔隙结构　根据排驱压力（P_D），最大喉道半径（r_D），喉道半径中值（r_{50}）资料，将储集层分成三种类型。第一种类型是最好的，渗透率较高，排驱压力小于0.098兆帕，最大喉道半径为10微米，喉道半径中值为5微米左右；第二种类型属中等，排驱压力大于0.098兆帕，最大喉道半径为1.95微米，喉道半径中值大于1微米；第三种类型是较差的，排驱压力在0.981兆帕以上，最大喉道半径为0.88微米。绝大多数属一、二两种类型。

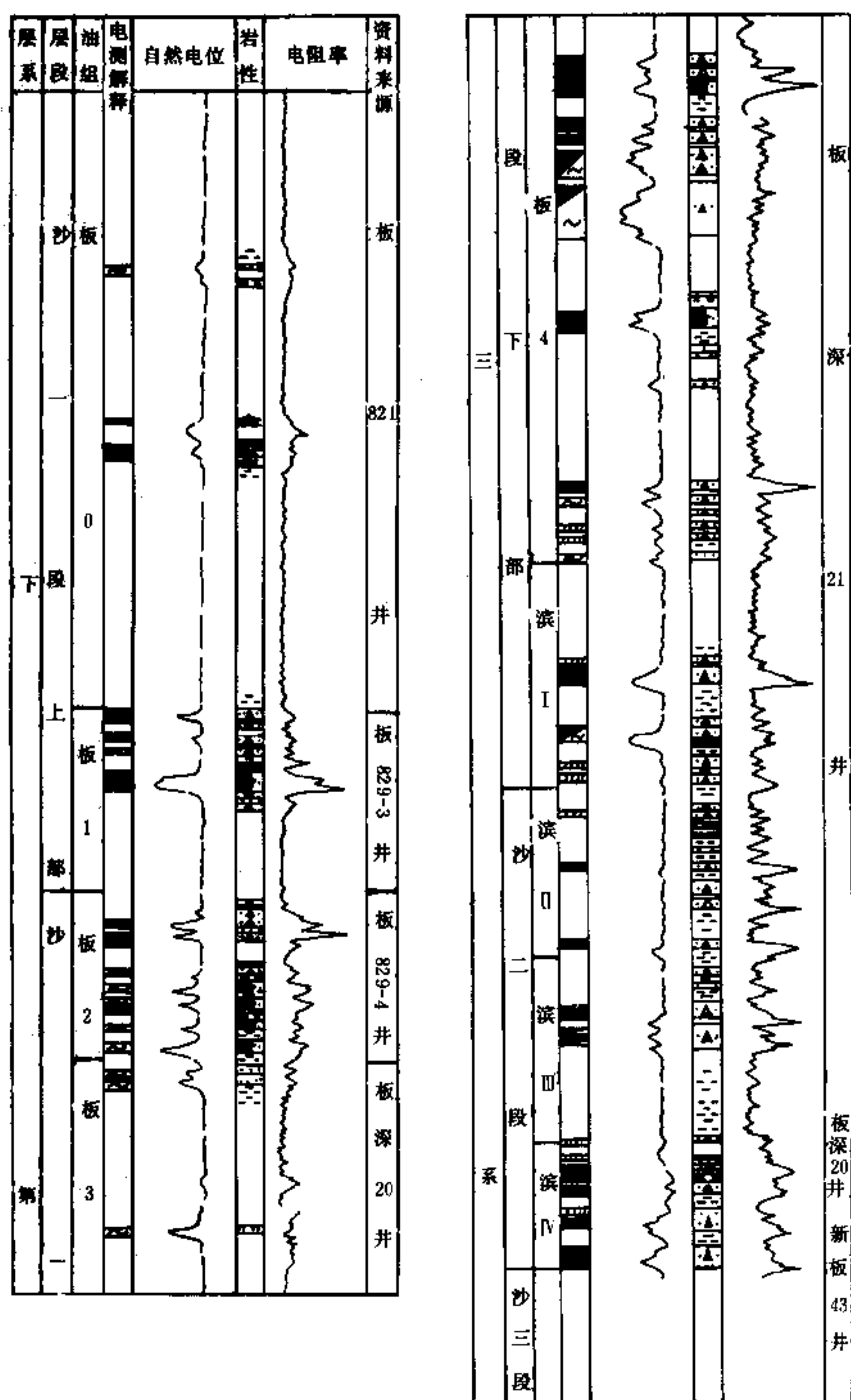


图 10-18　板桥凝析油气田油层柱状剖面示意图

图例同图 10-3，10-7

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

油气的控制因素主要是构造，其次是岩性。以圈闭成因分类为依据，板桥应属于挤压背

斜油气藏。但从油田开发方面而论，对于每一个油层组，每一个具体的油气藏，其控制因素又可以分为构造-岩性油气藏和岩性-构造油气藏（图 10-19，10-20）。

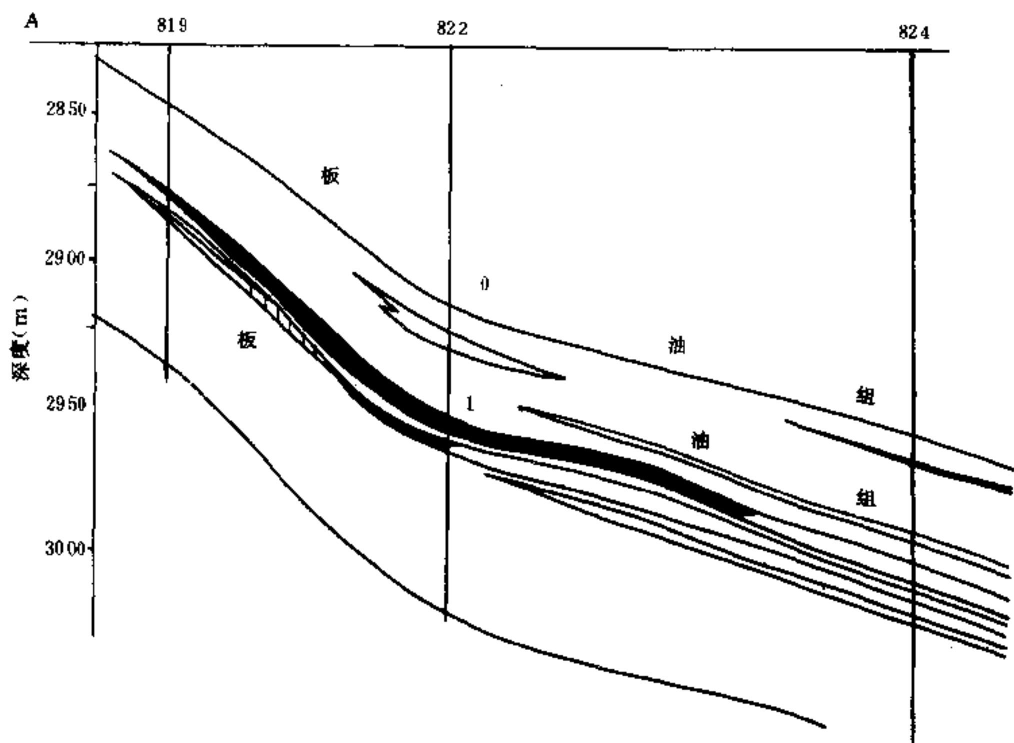


图 10-19　板桥凝析油气田板 1 油组油气藏剖面图

图例同图 10-7

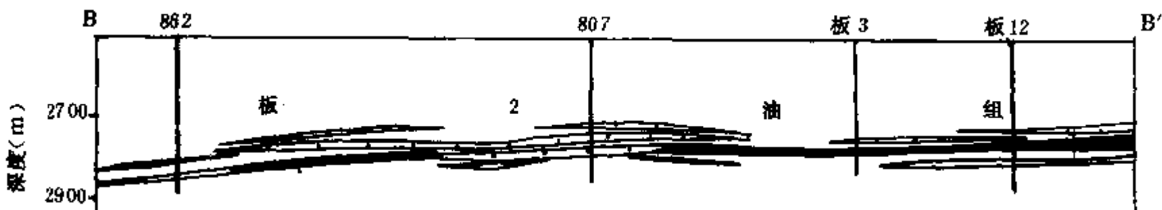


图 10-20　板桥凝析油气田板 2 油组油气藏剖面图

图例同图 10-7

从图中可以看出，油气藏顶部为凝析气、中部为油、边部为水。油气界面-2763 米，油水界面为-2787 米。局部因岩性变差形成岩性-构造油气藏，以及在构造背景上，岩性上倾尖灭而形成油气藏。若按流体性质，则可分为纯凝析气藏，如 820、876 等断块、其次为纯油藏和具有油环的凝析气藏，如板北板 1 油组为纯油藏，板中板 2 油组属具有油环的凝析气藏。

2. 流体性质

（1）油气性质　油气藏开发中，在地面可以获得四种不同类型的油气流体，即凝析油、凝析气、原油和伴生气。其性质见表 10-22，10-23。

表 10–22 板桥凝析油气田原油、凝析油性质表

类型	密度 (g/cm³)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	含蜡 (%)	含硫 (%)	胶质+沥青质 (%)	200℃前馏分 (%)	300℃前馏分 (%)
凝析油	0.72～0.78	0.54～1.4	−30～5	47～58	0	0	0	51～70	81～88
原油	0.80～0.86	2.2～6.4	17～25	82～101	4.2～10	0.05～0.2	<3～15		

表 10–23 板桥凝析油气田天然气性质表

类型	相对密度 (空气=1)	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	丁烷 (%)	二氧化碳+硫化氢 (%)	氮 (%)
凝析气	0.61～0.72	91～79	4～8	1～5	1～3	0～0.7	0～0.8
伴生气	0.64～0.78	86～70	8.5～11	3～8	0.5～4.5	1.2～1.3	0～0.5

在地层条件下，凝析油和凝析气构成统一的地层流体——凝析烃类气态流体，原油和伴生气构成另外地层流体——原油烃类液态流体。这两种不同的烃类流体在板桥凝析油气田可以单独存在的形式构成凝析气藏和油藏，同时也可以两种烃类共存的形式构成带油环的凝析气藏和凝析气顶油藏。

(2) 凝析油族组分及相态特征　从流体中得到的液态凝析油和凝析气是一种比原油更轻的流体，在凝析油中以烷烃为主，其次为环烷烃和芳香烃（表 10–24）。

表 10–24 凝析油各族组分含量表

体积(%) 分段 / 烃族组分	分段含量			合计
	初馏～60℃	60～180℃	180～360℃	初馏～360℃
烷烃	94.7	57.3	62.3	62.88
环烷烃	5.3	36.3	23.7	28.35
芳香烃		6.4	12.6	8.77
合计	100	100	100	100
占总馏分(%)	7.02	47.07	45.91	100

在低温度段烷烃含量最大,在总的馏分中烷烃占 62.88%，属含有环烷烃的石蜡型凝析油。按馏程划分，石油醚（C_4—C_6）占 7.02%，汽油（C_7—C_8）占 51.72%，煤油（C_9—C_{16}）占 27.96%，柴油（C_{16}）占 12.3%。属以汽油成分为主的凝析油。凝析气含有较多的

乙、丙烷，含量分别为4～8%，1～5%，属含有较多重烃的气体。

在地层条件下由凝析油和气体组成单相气态物，由此而构成地层条件下总流体组成。分子量为33.08千克／米³，相对密度为1.1418（空气＝1），原始状态下密度为361.9千克／米³，地层粘度0.0314毫帕秒，体积系数0.0036米³／米³（地下）（表10-25）。根据总流体组成绘制了反映相态特征的压力温度相态图，如图10-21。

表10-25 地层总流体组成表

成分／类型	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	C_6	C_7	C_8	C_9	N_2	CO_2	合计
液体		0.0001	0.0042	0.0103	0.0146	0.0344	0.0328	0.1498	0.1658	0.1216	0.4664			1.00
气体	0.7431	0.1190	0.0675	0.0169	0.0187	0.0057	0.0044	0.0030				0.0055	0.0162	1.00
总流体	0.6630	0.1061	0.0607	0.0162	0.0183	0.0087	0.0075	0.0188	0.0179	0.0131	0.0503	0.0049	0.0145	1.00

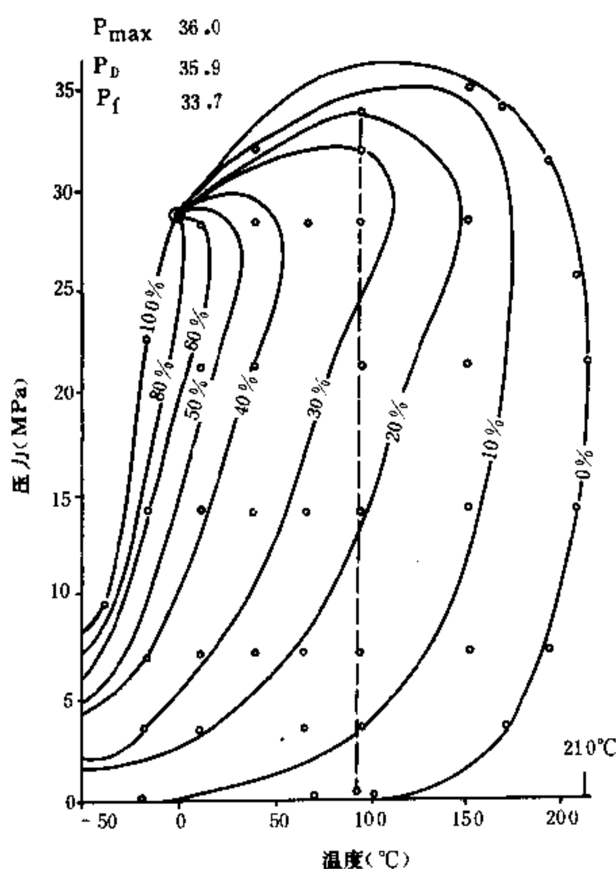


图10-21 板桥凝析油气田板6井压力温度相态图

凝析烃类流体的临界凝析温度为483K，临界凝析压力35.31兆帕，临界点温度273K。板桥地区地层温度为90～140℃，在临界点温度和临界凝析温度之间，属具有反转凝析的气藏。

由于地层压力接近露点压力，板桥凝析气藏属于低地—露压差气藏，或属油气共存地下两相的凝析油气藏。

相图上表明气藏开采初期就有反转凝析出现，且凝析出的液量大、速度快，在一般气藏中被凝析的液体最大摩尔数为10%左右。如中原油田小于5%，而板桥最大可达30%摩尔，所以有最快的反凝析速度。下露点压力接近正常大气压，而气藏枯竭压力远大于此压力，所以依靠地层条件蒸发采出凝析液是不可能的，大量反凝析液将残留在地层之中。

(3) 地层水性质　地层水为重碳酸钠型，氯根含量425～1500毫克／升，总矿化度6000～13000毫克／升。地层水矿化度垂向上随深度增加而增大，平面上由北而南增大。上述情况表明，板桥油气藏具有低含盐特点，可能是来自沧县隆起低矿化

度水补充的结果，也可能是水蒸气反凝析后冲淡的结果。

四、凝析油气藏开发简况

板桥凝析油气田是一个由纯油区块，纯气区块和带油环的凝析气藏区块组成的油气田。目前投入开发的为中区和北区的浅层（沙一段），其它区块处于试采和详探评价阶段。开发基础数据参见表 10-26。

表 10-26　板桥凝析油气田开发基础数据表

发现年代(a)	1973	饱和压力(MPa)	23.14
投产时间(a)	1978	地层温度(℃)	92
开采层位	下第三系沙河街组	地层原油粘度(mPa·s)	1.49
单井平均有效厚度(m)	8.3	井距(m)	500
原始地层压力(MPa)	29.41	生产井井数(口)	118
压力系数	0.98	注水井井数(口)	9

1. 开发历程

(1) 试采阶段（1974 年 1 月～1976 年 11 月）　试采井 13 口，单井平均日产油 30～40 吨，日产水平 200～300 吨，日产气 30 万立方米，综合含水 13.5%。试采井主要分布在中区，由于气顶、油环开采不均衡，因而位于油环部位的板 3、板 12、板 15 等井均发生气窜，

(2) 带油环凝析气藏气顶驱开采阶段（1976 年 12 月～1978 年 12 月）　中区投入开发井增至 48 口，油环区的采油井处于气顶驱动。综合含水受到边水的影响上升到 27.7%。1978 年 8 月中区油环边部的 802 井开始对板 2 油组进行注水试验，但注水未见到效果。

(3) 枯竭式开采，产量大幅度递减阶段（1979 年 1 月～1980 年 12 月）　中区全面投入开发后，由于采用枯竭式开采，油气产量下降快。此期间虽然投产新井 22 口，并进行老井补层，调整工作制度等综合措施，但产量下降幅度仍很大。

(4) 新区块投产，产量相对稳定阶段（1981 年 1 月～1986 年 12 月）　此阶段投产了板北的板九断块、北一断块以及中区的部分深井，每年平均投产 10 口井以上，因此日产油量基本稳定。

2. 开采特点及开发效果

(1) 地露压差小，枯竭式开采凝析油损失大　板桥凝析气藏的凝析油含量丰富，板 2 至滨Ⅳ的 4 个油层组，凝析油含量为 500～665 克／米^3，板 1 组较低，为 194 克／米^3。油中重烃摩尔为 0.7538，C_9 达 0.4664。因重质成分多，气藏露点压力增大。根据计算的相图可以看出，板桥属具有反转凝析的气藏，同时还由于临界凝析压力高，接近地层压力，地露压差小于 1.96 兆帕，属低地露压差气藏。相图表明凝析气藏压力由露点压力降到 27.46 兆帕时，地层中凝析物的含量迅速增加到 32%。气层枯竭开采早期凝析油含量下降快也充分反映出这一特点，一般初期凝析油含量为 600 克／米^3，第二年降为 300 克／米^3，目前只有 196 克／米^3。这样大量凝析油将残留在地层之中，目前气藏压力已下降 40～50%，平均每

采出 10%天然气储量，凝析油含量下降 8%。经计算采用枯竭式开采，板中断块南北高点板 2 油组凝析油损失高达 65%。

(2) 带油环的凝析气藏不等速开采，油气相互侵窜，开发效果差　板桥中区板 2 组是一个带油环的凝析气藏。油气层单层厚度不大，油环分布范围较小，油气水过渡带窄，分别为 50～150 米；50～100 米，边水不活跃，气顶与油环孔隙体积比为 2∶1。

气顶部位井距 700～800 米，油环部位井距 400～500 米。投产初期以采油为主，油环采油速度大于采气速度，使气顶压力高于油环压力，结果气向油环部位流动，油井发生气窜。在试采阶段，油环部位的板 3 井、板 12 井、板 15 井很快发生气窜，例如板 3 井位于油气界面附近，投产一个月发生气窜，用 11 毫米油嘴试采，油压由 13.24 上升到 17.85 兆帕，日产油量由 175 吨降为 138 吨，日产气量由 11 万立方米上升到 15.9 万立方米，四个月内气油比由 631 上升到 1155 米^3／吨。气顶扩展到油井后，凝析油混入原油，使原油性质明显变化，板 3 井地面原油粘度为 3.02 毫帕秒，1977 年 12 月混入凝析油 48.5%时，粘度降为 0.72 毫帕秒。

以后由于担负沧州化工厂及天津市的用气，大大提高了气顶的采气速度，最高达 10%，导致油环压力高于气顶压力，原油又向气顶侵入，使气井过早停喷，流体性质变差，原油储量损失。至 1984 年底北高点气顶区地层压力为 14.89 兆帕，而油环压力为 24.83 兆帕，油环压力比气顶压力高 9.94 兆帕。原始油气界面水平向气顶方向移动 400 米以上。在中区原油每侵入 1 平方公里损失油量约为 34.6 万吨。

(3) 边底水侵入影响气藏的最终采收率　气藏投产后，随着地层压力下降，边、底水逐步内侵，当水推进到井底，气井含水增加，井筒回压迫使受益井过早停喷，如板 6、板 17、801、822 等井均因水淹过早而停喷。造成地层残余含气饱和度增大。一般若循环注干气保持压力开采，最终采收率可达 80～85%，即地下残余气饱和度为 15～20%。根据国外用水驱气试验表明，地下残余气饱和度超过 15～20%，甚至达到 50%，这样水成为影响气采收率的主要因素。板桥气田开采的实际结果也证明水淹的气井采出程度要低得多，一般只有 30%左右。

(4) 纯油区块注水开发见到效果　在板北断块和板中断块开展了注水，油井均不同程度地见到了效果。中断块南高点板 3 油组有 4 口井，1982 年以前除 855 井抽油生产外，其余井停喷停产，1982 年 8 月 865 井转注后，中 2 井于 11 月停产变为自喷，日产油 34.2 吨，其它井压力也有回升。814 断块板 2 油组共有 4 口井，1981 年 3 月选择位于边水部位的 861 井试注，启动压力 7.85 兆帕，泵压 13.73 兆帕，日注水量为 277 立方米。注水一个月后，相距 600 米的油井相继见效，818 井地层压力由 23.41 兆帕上升为 26.25 兆帕，仅三个月上升 2.8 兆帕。814 井 11 毫米油嘴生产，日产油量由 50.7 吨上升到 57.6 吨，气油比由 287 下降为 214 米^3／吨，816 井也有类似情况。北区的板九断块投注以来也有明显的效果。因此注水保持压力开采，同样也是板桥纯油区块稳产的重要手段。

第三节　周清庄油田

周清庄油田是继王徐庄生物灰岩油田之后发现的第二个鲕状灰岩油田。1967 年 4 月在歧 24 井首获工业油流，到 1971 年底，共钻 19 口探井，初步控制了构造的主要含油断块及含油范围。1972 年 11 月在主要含油断块以 500～700 米井距钻生产井投入开发。1980 年 10

月进行注水。有取芯井4口，取芯进尺125.1米，芯长90.54米，油砂长12.76米，岩芯平均收获率71.6%。

一、构造位置及圈闭

周清庄油田位于北大港潜山构造带的西南翼，分布在向歧口凹陷倾伏的断鼻构造上。构造中部被歧61井断层切割而分成南北两部分、中间为断层和鞍部相接。北部为断鼻构造，构造比较破碎。南部为断层遮挡的单斜，构造比较简单。总计圈闭面积为30平方公里。

1. 北部断鼻构造

北部断鼻构造自北西向南东倾没，构造西边和西北端被歧78井断层封堵，构造轴向为北西320°，高点在歧77和417井一带。倾角4°～10°，东北翼缓，西南翼略陡。根据沙一段下部鲕状灰岩顶界构造图，闭合幅度为150米。圈闭面积16平方公里。区内有大小断层12条，将构造切割得较为破碎。

2. 南部单斜构造

南部单斜走向为北西—南东向，倾角较缓，一般3°～5°，区内断层较少，构造形态简单，闭合幅度150米，构造北端被歧61井断层切割，圈闭面积14平方公里（图10–22）。

3. 断层特征

周清庄油田钻遇断层的井有25口，断点30个，共组合断层14条，根据断层走向分为北东和北西向两组。其特点是：断距小，断层面倾角陡、活动期短。该区最大的一条断层为歧61井断层，沙一段下部鲕状灰岩顶界断距为100～120米，走向北西。其余皆为一些小断层，断距一般为30～50米。断层不同程度地控制着油气分布。例如歧78井断层和港47井断层不仅控制着沙一段下部鲕状灰岩的分布，而且对沙一段下部和沙三段的油气也起着遮挡作用。

本区断层倾角60°～70°。断层的活动期较短，多数断层向上未穿过上第三系，向下延伸到沙三段上部即行消失，往往在东营时期就告结束。

4. 断块

油田划分为7个断块。Ⅰ—Ⅳ断块分布在北部断鼻构造上，Ⅴ断块及歧25、歧26断块分布在南部单斜构造内。其中Ⅲ断块为主力含油断块，油层发育，沙一段下部鲕状灰岩连片分布，油层稳定，一般5～10米。另外，还分布有沙三段砂岩油层。其它断块目前只发现沙一段下部鲕状灰岩油层，油层较薄，如南部单斜构造的Ⅴ断块沙一段下部鲕状灰岩油层厚度只有3米。Ⅱ断块由于打井少，目前尚未见油。

二、储集层

周清庄油田主要含油目的层为沙一段下部鲕状灰岩和沙三段砂岩。区内缺失沙二段，沙一段直接覆盖在沙三段之上。两者为角度不整合接触。沙一段下部厚60～160米，上部为白云质灰岩，泥灰岩等。下部含砂鲕状灰岩即为含油层。沙三段厚150～450米，为灰色砂、泥岩互层。

1. 层组划分

根据岩性特征和泥岩或泥灰岩夹层的稳定性以及油层分布情况，将沙一段下部鲕状灰岩油层分为5个小层。沙三段由于资料少，目前尚未细分油组和小层（图10–23）。

2. 油层分布

本油田有两种不同的储集岩类型，沙一段下部为鲕状灰岩储油，沙三段为砂岩储油。沙

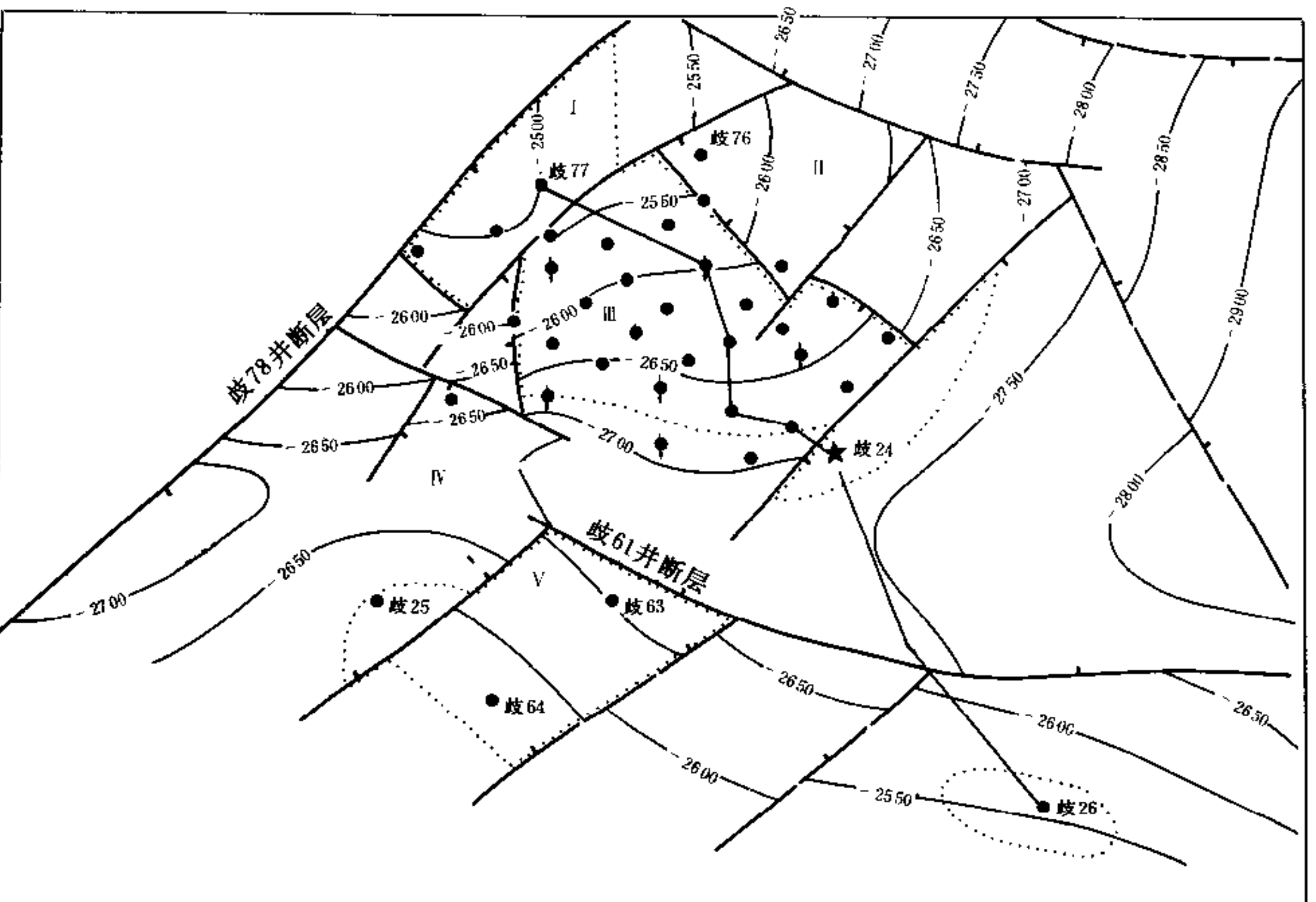


图 10-22 周清庄油田构造图

图例同图 10-2

一段下部鲕状灰岩油层是开发的主力层。油层分布有以下特点:

(1) 油层薄而稳定连片　油层一般厚 5~10 米，平均单井油层厚为 7.6 米，北部较南部发育，以Ⅲ断块最好，向南部油层变薄，厚度小于 5 米，单井油层厚度平均只有 2.0 米。沙一段下部油层虽薄，但在油田范围内比较稳定，大面积连片分布，连通性也比较好。沙三段油层只在北部发现，厚 5~8 米，单井平均厚 5.9 米，主要发育在Ⅲ断块。南部地区目前尚未发现。

(2) 油层纵向分布集中　沙一段下部油层在纵向上分布集中。厚 60~160 米，鲕状灰岩油层分布在 30~50 米的井段内。一般有 4~8 个单层，层间的泥岩夹层仅 1~2 米。

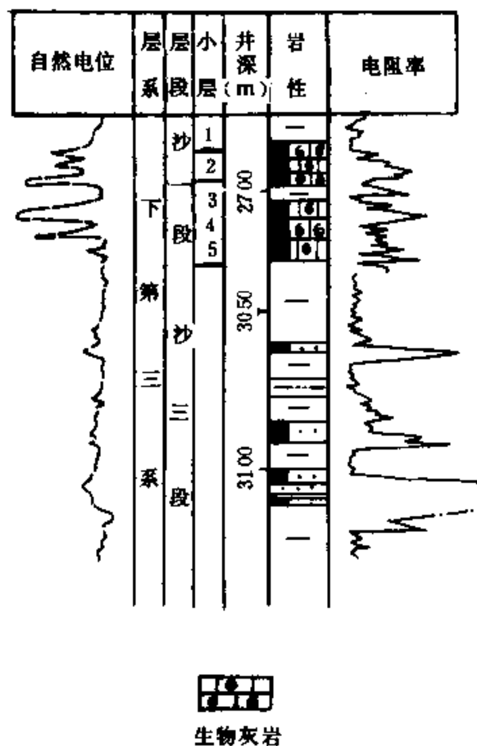


图 10-23　周清庄油田油层柱状图

其他图例同图 10-3

3. 储集层特征

周清庄油田沙一段下部和沙三段储集层物性较差，渗透率较低。沙一段下部为含砂鲕状灰岩，具有鲕状结构，鲕粒大小不等，粒径一般 0.1 毫米，最大者可达 0.7 毫米。岩石除含砂外，还含有燧石砾石（直径 1~5 毫米）及生物碎屑。胶结物主要为方解石和泥质。孔隙度平均为 22%，空气渗透率平均为 31×10^{-3} 二次方微米。沙三段砂岩油层由于含钙质较高，物性较沙一段下部油层差。储油层为细砂岩，岩性致密。岩芯分析资料表明孔隙度平均为 13.5%，空气渗透率平均为 6×10^{-3} 二次方微米。

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

周清庄油田的油气水分布主要受构造和断层因素所控制，在一些地方岩性变化也起着主导作用。油气藏类型有两种，一种是断鼻构造油气藏，另一种是地层超覆油气藏。前者主要分布在油田北部地区，后者分布在油田南部的歧 26 井一带（图 10-24）。

(1) 断鼻构造油气藏　该类油气藏主要受构造和断层控制，主要分布在油田北部，有统一的油水界面，但由于断层的切割使其油水界面在各断块不相同。沙一段下部油层为一个油水系统。油水界面在Ⅰ断块为-2535 米，Ⅲ断块为-2720 米。

(2) 地层超覆油气藏　这类油气藏的油水分布主要受地层超覆形成的岩性变化的遮挡作用所控制，在油田南部的歧 26 井一带的油气藏即属地层超覆油气藏。

2. 流体性质

(1) 原油性质　周清庄油田的原油性质比较好，即密度小、粘度低、胶质和沥青质含量少。纵向变化规律是下轻上重。例如沙三段的原油密度为 0.835 克／厘米^3，地面粘度(50℃) 为 3.65 毫帕秒；沙一段下部的原油密度为 0.852 克／厘米^3，地面粘度为 9.4 毫帕秒，两者在平面上的变化均不大。详见表 10-27。

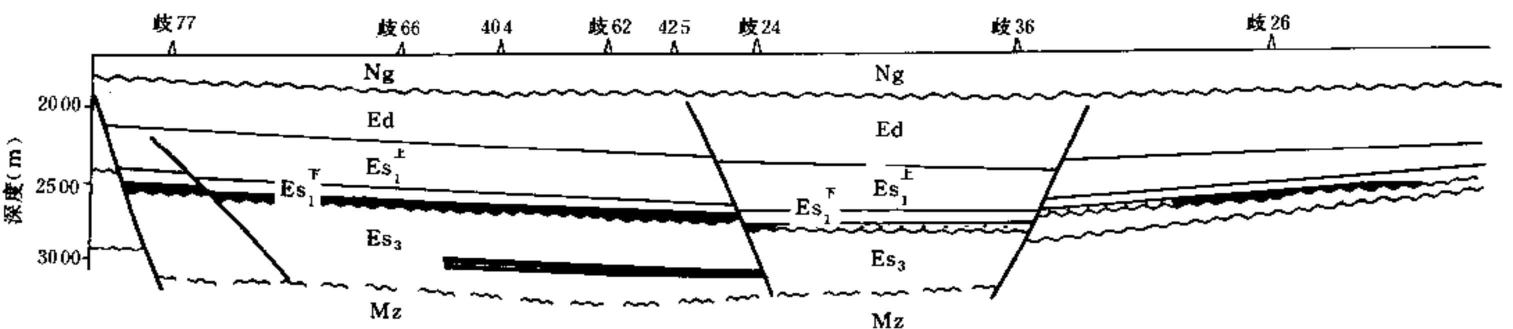


图 10-24 周清庄油出油气藏剖面图

图例同图 10-7

表 10-27　周清庄油田原油性质统计表

层位	密度 (g / cm³)	粘度 (mPa · s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	胶质+沥青质 (%)
沙一段下部	0.852	9.4	24.1	12.41	8.84
沙三段	0.835	3.65	21.0	5.57	7.43

(2) 天然气性质　周清庄油田的天然气为溶解气，沙一段下部甲烷含量为 78.5%，相对密度为 0.735。沙三段甲烷含量为 85.3%，天然气相对密度为 0.664。

(3) 油田水性质　周清庄油田的地层水以重碳酸钠型为主，个别断块为氯化钙型水。总矿化度为 12055 毫克／升，氯根 5377 毫克／升。沙一段下部地层水总矿化度在平面上北部比南部高一些。

四、开发简况

1. 开发历程

周清庄油田沙一段下部获工业油流后，1967 年开始钻基础井网，1970 年 9 月到 1972 年 11 月逐步投入开发。1975 年 6 月开始试注，1978 年 10 月以点状面积注水开发。1980～1981 年油田进行调整。开发历程可分两个阶段，开发基础数据见表 10-28。

表 10-28　周清庄油田开发基础数据表

发现时间(a)	1967	饱和压力(MPa)	17.21
投产时间(a)	1970	地层温度(℃)	102.5
投注时间(a)	1975	地层原油粘度(mPa · s)	1.25
开采层位	下第三系沙一段下部	井距(m)	400
单井平均有效厚度(m)	7.6	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	28.43	生产井井数(口)	24
压力系数	1.06	注水井井数(口)	10

(1) 弹性和溶解气驱开采阶段（1970 年 9 月～1975 年 5 月）　依天然能量开发。该油田属于低饱和油气藏，采用大压差生产，保持油井自喷，酸化后油井初期产量高，平均单井日产油 38 吨。但油层压力下降很快，产量也随之大减。从 1972 年投人开发到 1973 年底，仅一年左右时间，油层压力下降了 8.83～9.81 兆帕，单井日产油下降到 19.1 吨，油井相继普遍见水，油层开始脱气，大部分油井停喷，油田日产油量仅相当于初期油田日产油量的 49.7%，地层总压降为 10.67 兆帕。

(2) 注水开发阶段（1975 年 6 月～1986 年）　1975 年 6 月开始试注，至 1978 年注水井相继投注，油井逐步见效，油田产量回升。到 1979 年底，油层压力上升到 18.44 兆帕，回升 2.26 兆帕。10 口受益井中有 6 口井明显见效。由于井距较大（500～700 米），注采系统也不完善，1980 年进行了综合调整。新钻采油井 8 口，注水井 4 口，老井转注 1 口。井

距调整到 300～400 米。新井投产后，采油速度达到 1.19%，地层压力上升到 25.23 兆帕，见到明显效果。

2. 开发效果

周清庄油田Ⅲ断块为注水开发单元，水驱储量占 79.9%。注水效果总的来看比较差，反映为耗水量大、注水利用率低，含水上升快、采收率低。

随着含水上升，存水率下降速度明显加快，当按可采储量计算的采出程度在 40%以前，可采出程度每增加 10%存水率平均下降为 7.38%，而当可采出程度高于 40%以后，则为 11.75%，注水利用率逐渐降低，耗水量增大。据矿场资料预测，水驱最终采收率仅为 20%。由于含油井段中泥岩隔层薄，油田一直未能实现分注分采，纵向上分层动态情况不清，导致措施效果较差。

第四节　王徐庄油田

王徐庄油田位于黄骅县王徐庄村北部。1966 年 4 月在歧 3 井沙二、三段砂岩储集层中首获高产油气流。试油用 15 毫米油嘴日产油 181 吨，日产气 215000 立方米。同年 10 月又在歧 5 井沙一段下部生物灰岩中再获高产。1969 年开始详探，1970 年 8 月投入开发，1972 年 9 月开始注水。1982 年油田外围的歧 647 断块投入开发。全油田有取芯井 11 口，总取芯进尺 372.72 米，芯长 245.91 米，其中油砂岩芯长 42.48 米，平均收获率 75%。

一、构造位置及圈闭

王徐庄油田位于南大港构造带西部，为一穹窿构造，东西长 12 公里，南北宽 4 公里，构造面积 45 平方公里。

1. 构造及断层特征

构造中南部被北东东走向的南大港主断层切割而分为南北两部分。北部位于断层的上升盘，按沙一段底界构造图为一半背斜，形态较完整。轴向平行于主断层，构造较平缓，倾角 3°～6°。构造顶部在 605、610 井一带，闭合度为 300 米。南部位于断层下降盘，为一鼻状构造，东西两端被北东东和北北西向两条小断层封闭，构造向南东倾没，较北部陡，倾角 15°～17°，闭合度为 300 米（图 10–25）。

在王徐庄油田已钻遇断层的井有 35 口，共钻遇断点 38 个，组合断层共 14 条。按断层走向可分为北东东向、北北东向和北西向三组。北东东向断层为构造的主要断层。该组断层断距大，延伸长，控制着沉积和油气分布。如南大港主断层为同生断层，北东东走向，沙一段底界断距 200 米左右，平面延伸长大于 20 公里。活动时期较长，从沙二、三时期开始，直到明化镇早期结束，在沙一段下部沉积时期活动最为强烈，对沉积的控制作用明显。上升盘（明化镇到沙一段下部地层）厚约 2000 米，而下降盘厚达 3000 米，厚度差近 1000 米。此外南大港断层对油气分布的控制作用也极为显著。该断层上升盘为沙一段下部生物灰岩和沙二、三段砂岩油气藏，而下降盘则只有沙二、三段砂岩油藏。其它两组走向的断层皆为小断层，断距一般 20～40 米，平面延伸短，对油气富集有程度不同的作用。

2. 断块划分

王徐庄油田划分为 7 个断块。其中Ⅰ断块的沙一段下部生物灰岩为主力油层，油层平均有效厚度 4.6 米，含油面积大，为 9.6 平方公里。其次是Ⅱ断块，发育沙一段下部生物灰岩和沙二、三段砂岩两套油层，含油面积 3.0 平方公里，也是油田的主力开发区块。Ⅴ断块沙

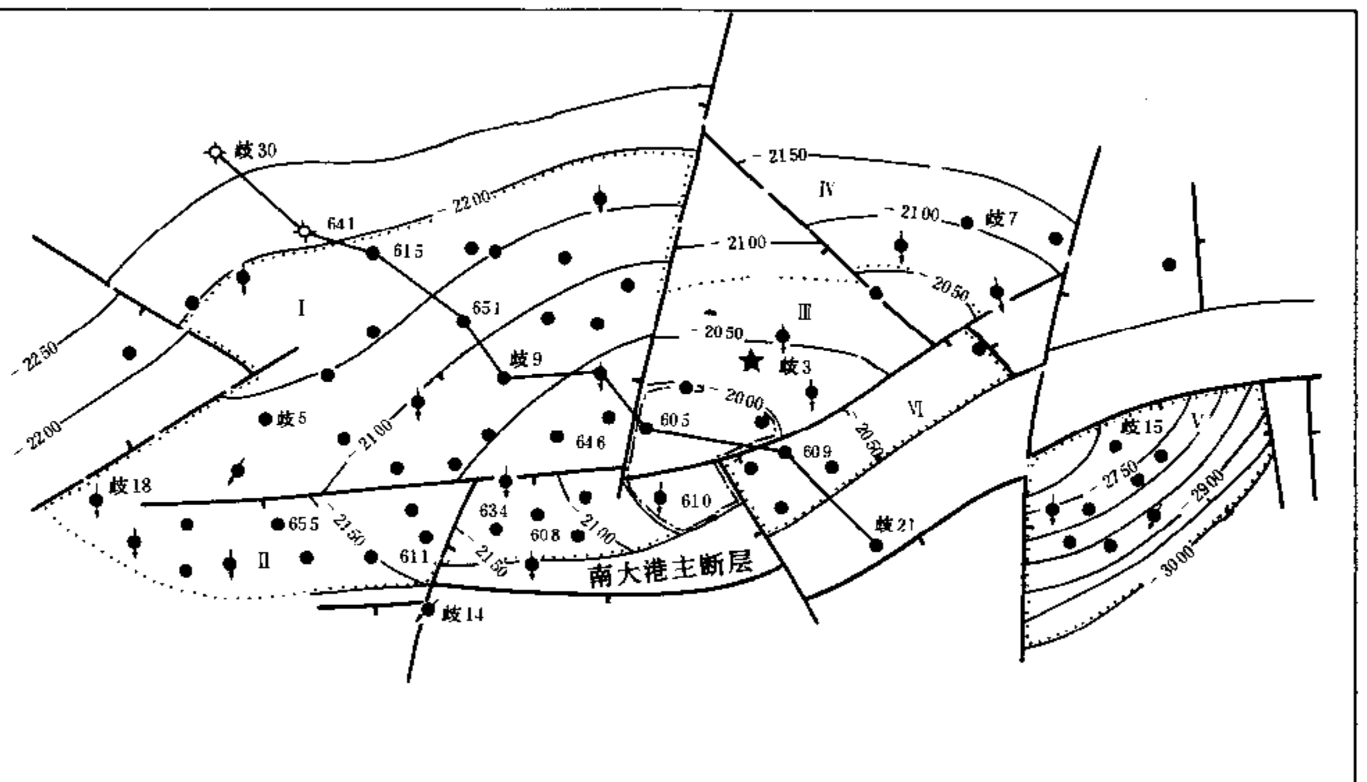


图 10-25　王徐庄油田构造图

图例同图 10-2

二、三段油层最发育，油层平均厚度为35.4米，单井最大厚度达42.2米。Ⅶ断块又称647断块，在Ⅳ断块的东北方向。

3. 油层裂隙发育

据岩芯观察，裂隙长度一般为3～20厘米，宽0.2～5毫米，最宽达10毫米。裂隙有的弯曲，有的平直，常见有擦痕。在裂缝中充满原油，裂隙相连可以成为油气通道。裂隙在平面上的分布与构造及主断层有密切关系。南大港主断层附近，构造高部位的608、634和611井一带裂隙最发育，向构造翼部裂隙逐渐减少。如歧14井与608井的水文观测，歧9井与652井微差压力计测试，歧18、639、608井压力恢复曲线以及钻井过程中泥浆漏失，酸化时泵压突然下降等资料都反映出油层裂隙比较发育。

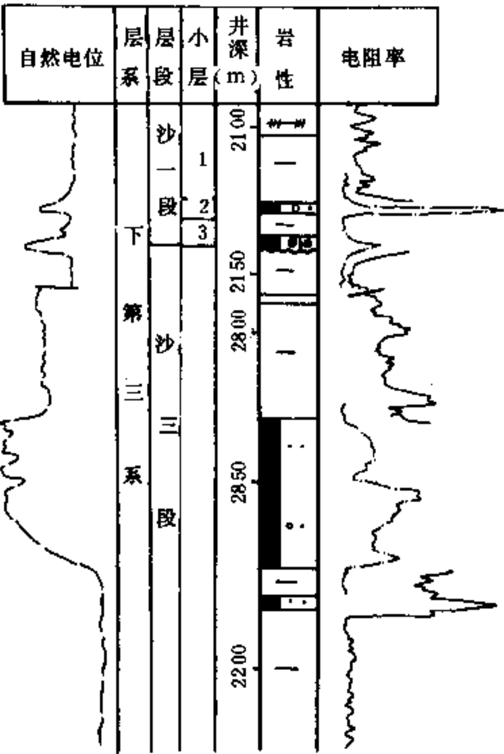


图10—26 王徐庄油田油层柱状图

图例同图10—3,10—23

二、储集层

1. 层组划分

王徐庄油田主要含油层为沙一段下部生物灰岩和沙二、三段砂岩两套。根据岩性组合特征，小层平面分布的稳定性，以及层间泥岩夹层的厚度等因素，将沙一段下部生物灰岩油层划分为3个小层。沙二、三段只在Ⅶ断块（歧647断块）划分为5个小层，其余各断块由于沙二、三段油层资料较少，暂未划分小层（图10—26）。

2. 油层分布

王徐庄油田的两套油层中，沙一段下部生物灰岩为主力开发层，其总储量占油田的61%以上。

(1) 油层薄、含油井段集中　沙一段下部生物灰岩油层薄，一般为4～6米，最厚的608井油层为15.6米。但分布稳定。纵向上生物灰岩油层发育也较集中，含油层主要集中在沙一段底部的20～40米井段。沙一段下部生物灰岩的三个小层中又以3号小层最发育，该小层的储量占沙一段下部油层总储量的86%以上。

(2) 生物灰岩油层分布受古构造控制　沙一段下部自上而下为油页岩段、钙质页岩段及生物灰岩段，其中生物灰岩段为含油层。由于受古构造和沉积条件的影响，在平面上形成清楚的三分相带，即构造顶部为生物碎屑灰岩带，腰部为螺生物灰岩、螺碎屑和鲕状灰岩带，翼部过渡为鲕状灰岩带。由于沉积相带的变化，因而构造高部位及腰部的油层厚度大，一般为6～10米，向翼部油层逐渐变薄，一般约为5米。

(3) 沙二、三段油层岩性厚度变化大　沙二、三段油层主要为顶部和底部两段块状砂岩含油，称之为顶砂岩油层和底砂岩油层。王徐庄油田为顶砂岩油层，该油层的主要特点是岩性和油层厚度变化大，沙二、三段油层主要在Ⅱ、Ⅴ断块发育，平均厚度7.6～35.4米，其

余各断块油层显著变薄，平均厚度只有2～8米，而且油层只是在断块的高部位零星分布。

3. 储集层特征

王徐庄油田油层物性较好，沙一段下部生物灰岩岩性主要为生物碎屑灰岩和鲕状灰岩，胶结物主要为碳酸盐，胶结类型一般为孔隙式和溶蚀式，据岩芯观察裂隙发育，并有溶洞等，为多种介质孔隙结构，油层平均孔隙度为25%，空气渗透率平均为0.204二次方微米，有效渗透率为0.078二次方微米。沙二、三段为砂岩油层，平均孔隙度为26%，空气渗透率为994×10^{-3}二次方微米，有效渗透率为339×10^{-3}二次方微米。

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

王徐庄油田沙一段下部生物灰岩油气层的分布，主要受构造和断层因素的控制。有两套油水系统，沙一段下部1、2小层为一套油水系统，3小层为一套油水系统，各有自身的油水界面。如在Ⅰ断块区2号小层油水界面为−2180米左右；3号小层为−2200米左右。由于断层的切割各断块油水界面的深度并不一致。

沙二、三段油层分布除受构造、断层的影响外，岩性因素在不同断块也不同程度地起着重要的作用。例如Ⅶ断块，为一向北东倾没的单斜构造，该断块地层向上倾方向尖灭。由于受岩性变化的影响，油层向构造上倾方向逐渐变薄，甚至尖灭。可见油层分布受岩性因素的控制也极为明显。综合上述油气水分布特点，油气藏类型主要为断层构造油气藏和构造−岩性油气藏。此外还有一些小型的透镜体岩性油气藏（图10−27）。

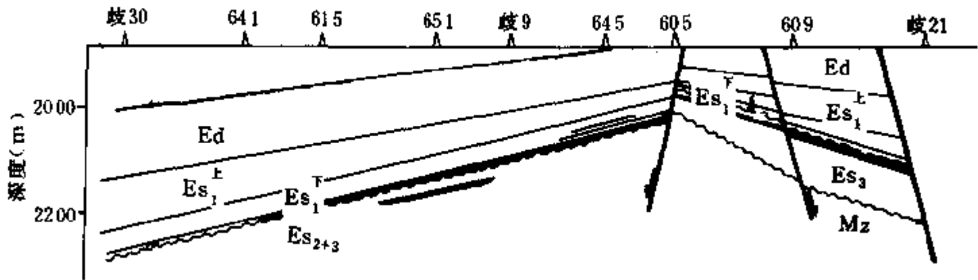


图10−27 王徐庄油田油气藏剖面图

图例同图10−7

2. 流体性质

(1) 原油性质　沙一段下部和沙二、三段油层的原油性质都比较好，沙一段下部相对更好（表10−29）。

表10−29 王徐庄油田原油性质统计表

层位＼项目	密度 (g/cm³)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)
沙一段下部	0.853	13.4	25～31	14.8	0.135	8.0
沙二、三段	0.883	24.0	30～−29	10.09	0.16	11.35
沙河街组(合采)	0.864	17.3	30～−29	10.76	0.144	9.26

(2) 天然气性质　王徐庄油田的天然气有气顶气和油层溶解气两种。沙一段下部的生物灰岩在构造顶部有一气顶。沙一段下部与沙二、三段油层的天然气性质相差不大。相对密度平均为0.72，甲烷含量75.16%（表10−30）。

表10−30　王徐庄油田天然气性质统计表

层位	相对密度	甲烷(%)	氮(%)	二氧化碳(%)
沙一段下部	0.718	72.39	2.52	1.43
沙二、三段	0.723	79.98	1.15	1.62
沙河街组(合采)	0.720	75.16	2.03	1.49

(3) 油田水性质　王徐庄油田地层水为重碳酸钠型，总矿化度为9259毫克／升，氯根为3308毫克／升（表10−31）。

表10−31　王徐庄油田油田水性质统计表

层位＼项目	总矿化度(mg／L)	氯根(mg／L)	钾+钠(mg／L)	水型
沙一段下部	9899	2912	3023	$NaHCO_3$
沙二、三段	8618	3704	3017	$NaHCO_3$
沙河街组(合采)	9259	3308	3020	$NaHCO_3$

四、开发简况

1. 开发历程

王徐庄油田从歧3井沙一段下部油层获高产后,于1970年8月采用1～1.2公里井网投入开发，1972年开始注水，1981年在油田东北方向的歧647井出油（Ⅶ断块），1982年初在该区块钻300×300米正方形井网，同年6月投入开发。开发历程可分为两个阶段。开发基础数据见表10−32。

(1) 弹性驱动阶段（1970年7月～1972年7月）　本阶段利用天然弹性驱动能量，根据沙一段下部生物灰岩油层特点，主要采用酸化措施投产，油井效果好。例如611井油层厚10.2米，射开1.0米，经多次抽汲不出油，酸化后自喷，用8毫米油嘴，日产油74～90吨。油井稳产约2年。到1974年6月底，全油田先后酸化共19口井，25井次，成功率达90%。油井酸化后单井日产油平均提高40吨左右。地层压力由初期的21.63兆帕下降为18.63兆帕，下降了2.94兆帕，平均每采出1%地质储量，压力下降0.736兆帕。在此期间边水推进，油井见水。油田综合含水7.8%，平均每采1%地质储量，含水上升率达1.9%。

(2) 注水开发阶段（1972年8月～1986年12月）　王徐庄油田生物灰岩油层裂隙比较

发育，针对这一特点，于1972年9月首先在Ⅰ、Ⅱ断块进行了边外间歇注水开发，1975年以后又分别在Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ断块进行了点状面积注水。为了加强注水效果，1979年通过对生物灰岩油层的裂隙走向及分布规律的研究后，沿油层裂隙走向布注水井，油井受到效益，但稳产时间较短，地层压力为19.16兆帕，总压降为-2.67兆帕。到1978年底，油田进行综合调整，编制了综合调整方案，进一步完善和调整了注采井网。在Ⅰ断块明显见效，地层压力由13.52兆帕回升为20.38兆帕，使油井稳产了两年。平均每采1%地质储量，含水上升率为3.5%，虽然经过综合调整工作，但由于边水并不活跃，天然能量不足，注水效果较差，油田产量仍继续递减。

表10-32　王徐庄油田开发基础数据表

发现时代(a)	1966	饱和压力(MPa)	17.8
投产时间(a)	1970	地层温度(℃)	92.2
投注时间(a)	1972	地层原油粘度(mPa · s)	1.55
开采层位	下第三系沙河街组	井距(m)	600
单井平均有效厚度(m)	9.4	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	24.46	生产井井数(口)	49
压力系数	0.98	注水井井数(口)	30

2. 开发效果

王徐庄油田共分7个开发单元，其中有5个为人工注水开发，水驱控制程度76.5%。总的来看油田注水效果差。根据油田含水与采出程度关系曲线，低含水期含水上升率与理论曲线一致；中高含水（20～70%）阶段含水上升率加快，高于标准曲线，耗水量大，经计算注入水波及体积系数为0.53。预测油田水驱最终采收率为26.6%。

注水效果差的主要原因是地质条件比较复杂，主力油层沙一段下部为生物灰岩，裂缝比较发育，注水开发初期由注采井动态反映证实，油田存在一组以构造顶部为中心的放射状裂缝。注入水沿裂缝窜流，使注入水的驱油效率大大降低。例如612井投注，距离1200米的601井次日即见到明显反映，产量、压力上升，当612井控制注水后12天，601井的产量又逐渐下降，停注36天后601井产量下降到注水前的日产水平。又如歧9井注水后，相距600米的652井仅18天即见注入水，日产油由100吨逐渐下降为60吨，含水由2%上升到24%。因此王徐庄油田虽然水驱控制程度高，但受裂缝和非均质程度的影响，含水上升率高，耗水量大，存水率低，注入水波及系数低，相同注入倍数下的采收率低，油井产能不能充分发挥，采油速度在后期低于合理界限值，注水效果不理想。有待进一步调整挖潜。

第五节　羊二庄油田

羊二庄油田位于河北省黄骅县赵家堡以北，歧口以南、南排河入海处。北起庄11-11井，南至庄3-13井，东至庄84井东，西到庄9井，东西长约5公里，南北宽约3公里。

1974 年 1 月钻庄 39 井时发现明下段油层，同年 3 月随即在该井西南 130 米处钻庄 26 井，于明下段首获高产油流，日产 281 吨。同年 5 月又在庄 70 井馆陶组油层获得日产 600 吨的高产油流。证实羊二庄是一个油气富集、油井高产的含油构造。

一、构造位置及圈闭

1. 构造

羊二庄油田属于羊二庄构造带的一部分，为赵家堡北断层下降盘的逆牵引背斜。由于断层少且小，构造形态较完整，呈穹窿状背斜（图 10−28）。轴向北东东，两翼倾角平缓，为 3.8°，构造被北北东向的断层切割成东西两部分，东部抬高，西部降低，构造高点位于庄 5−13，庄 6−14 井一带，闭合度为 70 米，构造面积为 14 平方公里。根据上第三系三个层组的构造图来看，各层组的构造形态基本吻合，说明构造继承性较好。

图 10−28 羊二庄油田构造图

图例同图 10−2

2. 断层特征

共有断层 10 条，其中赵北断层为油田的主断层，也是羊二庄鼻状构造带的主断层之一。赵北断层走向北东，倾向北西，延伸长 12.5 公里，在油田内的部分为其东北端。该断层断距大，上第三系底断距为 100～200 米，下第三系沙一段底可达 500～800 米。断层长期发育，多次活动，对沉积和油气的分布有控制作用，早期为油气运移的通道，后期起封闭作

用。其它断层均为赵北断层发育过程中的伴生断层，分为北北东、北东东和北西向三组，其特点是断距小，延伸短，倾角较陡（50°～60°），形成时期较晚（大多在明下段Ⅱ组、Ⅰ组沉积时），与背斜构造的形成有密切关系。这些断层对沉积的控制作用不明显，但对油气的富集程度都起到了控制作用，因而造成各断块的油水界面深度不一。

3. 断块划分

根据断层的切割、油气富集程度、主力油层的分布、油气藏类型、驱动类型等，将油田划分为5个断块。其中Ⅰ、Ⅱ、Ⅴ为含油断块。

Ⅰ断块为油田的主力断块，含油面积大，构造形态较完整，内部无断层，油层厚，主要油层为明Ⅲ组，其次是馆Ⅱ组。断块主力小层为明$Ⅲ_5$，单层平均厚度18米，分布稳定，边水活跃，为良好的天然水驱动。

Ⅱ断块仅次于Ⅰ断块，主要含油层为明Ⅲ组、馆Ⅱ组。

Ⅴ断块的含油层主要为明Ⅲ组、馆陶组，含油面积小。Ⅲ、Ⅳ断块目前尚未见油层。

二、储集层

1. 油层分布

根据沉积旋回、岩性、油层分布特点，将明下段—馆陶组划分为6个油层组，28个小层（图10-29）。明Ⅰ组不含油，明Ⅲ组含油最好，是油田的主力层组，馆Ⅱ组居第二位。这两个层组厚度大、分布广，连通性好，单井产量也高，是油田的主要开发对象。明Ⅱ组多为透镜状油层。馆Ⅰ、馆Ⅲ组多为块状砂岩，均属油水同层，以油帽形式出现。

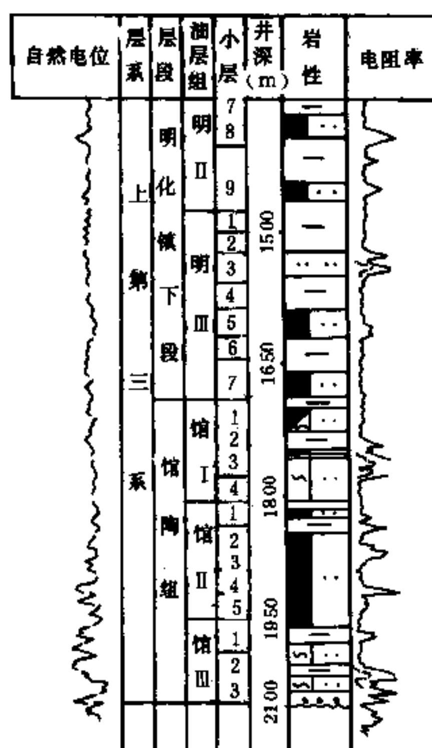


图10-29　羊二庄油田油层柱状图

图例同图10-7

在28个小层中，有19个小层有一类油层分布，油气层主要集中在明$Ⅲ_{5、4}$、馆$Ⅱ_2$、明$Ⅱ_9$等小层，其中明$Ⅲ_5$小层最好，大片连通，边水活跃。

2. 储集层物性特征

油层的储油物性较好，尤其是明下段，孔隙度一般在30%以上，空气渗透率大于3.642二次方微米，馆陶组相对较差。油层孔隙结构较好。明化镇、馆陶组油层岩性为中粒砂岩，由于埋藏较浅，压实及后生作用影响较小，所以孔隙结构较好。据压汞资料分析，孔隙半径中值较大，孔隙分布也较集中。明化镇组较馆陶组孔隙结构更优，例如庄9-14、7-16井压汞分析表明，明化镇组孔隙半径中值为5.47～11.9微米，馆陶组孔隙半径中值为1.0～3.2微米。孔隙分布曲线峰值主要集中在10微米位置。根据储集层分类标准属于较好的Ⅰ、Ⅱ类储集层（见表10-33）。

表 10-33 羊二庄油田储集层孔隙结构统计表

层位＼项目	孔隙半径均值 (μm)	渗透率 (μm²)	孔隙度 (%)	孔喉半径中值 (μm)	中值压力 (MPa)	排驱压力 (MPa)	分类级别
明化镇组	17.6～10.3	1.246～4.836	30.8～32.6	5.47～11.9	0.062～0.134	0.046～0.059	Ⅰ、Ⅱ
馆陶组	10.4～4.8	0.841～2.714	25.5～27.2	1.0～3.2	0.229～0.736	0.045～0.067	Ⅱ
明化镇组 馆陶组	17.6～4.8	0.841～4.836	25.5～32.6	1.0～11.9	0.062～0.736	0.045～0.067	Ⅰ、Ⅱ

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

羊二庄油田油气水的分布主要受逆牵引背斜构造所控制，因而有统一的油气水界面，由于后期受断层的影响，致使不同断块的油水界面高低不一，但在同一断块内仍有统一的油水界面。通过连通性好的主力小层，结合 21 口井的试油成果综合分析对比，可以清楚地看出各断块油气水界面的分布。如明Ⅲ$_5$ 小层在Ⅰ断块，油气界面在−1600 米，油水界面在−1645 米。而在Ⅱ断块内由于断层的错动，油水界面升高到−1580～−1590 米。

在Ⅰ、Ⅱ断块都明显地存在着一个油水过渡段，一般为 10 米左右，在此段内油水间互出现。油气水的分布除了受逆牵引构造的控制也受断层和岩性等因素的影响，形成了多种油气藏类型，但以构造油气藏为主，其次为岩性油气藏。

(1) 断层−构造油气藏　主要受构造所控制，有统一的油气水界面，但由于断层的分割，造成各断块的油水界面不尽相同。油田的主要油层多属断层构造油气藏，如明Ⅲ$_5$、馆Ⅱ、馆Ⅲ顶的油层（图 10−30）。

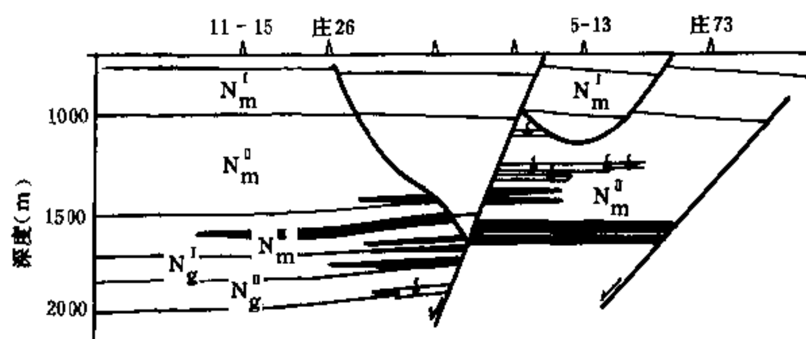


图 10−30　羊二庄油田油气藏剖面图

图例同图 10−7

(2) 岩性−构造油气藏　主要受构造所控制，但由于岩性的平面变化影响了油气的富集。如明Ⅲ$_4$ 小层即属此类型。

以上两种皆属构造油气藏，大都有统一的油气水界面。

(3) 岩性油气藏　其特点是油水界面大多不清，主要受岩性影响。如明Ⅱ组，砂岩多为透镜体，因而多为透镜体状油气藏类型。

2. 油气水性质

羊二庄油田的油气水性质反映了浅层油气藏的一般特点，即原油密度大（0.88～0.932克／厘米^3），粘度大（明化镇组达117.4毫帕秒），胶质沥青质含量高（10.82～16.18%）（见表10−34）。

表10−34　羊二庄油田油气水性质表

项目/层位	原油						天然气				油田水		
	密度 (g／cm^3)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)	相对密度	甲烷 (%)	氮气 (%)	二氧化碳 (%)	氯根 (mg／L)	总矿化度 (mg／L)	水型
明化镇组	0.932	117.4	−15	6.84	0.24	16.18	0.582	91.97	1.27	0.34			
馆陶组	0.880	19.3	−18～28	10.63	0.186	10.82	0.657	87.47	1.18	0.49			
明化镇组 馆陶组	0.920	93.6	−15～28	7.76	0.227	14.88					3069	9032	$NaHCO_3$

四、开发简况

羊二庄油田于1974年6月以500米井距正三角形生产井网全面投入开发，1975年10月局部地区开始注水，1978年至1979年进行了以300米井距加密井网、划分开发层系、完善注采系统为主要内容的综合调整。1980年以后每年补钻少量接替、完善、检查井，并采取综合措施保稳产。油田经调整后，采油速度超过2%。开发基础数据见表10−35。

表10−35　羊二庄油田开发基础数据表

开发年代(a)	1974.3	饱和压力(MPa)	13.31
投产时间(a)	1974.6	地层温度(℃)	67
投注时间(a)	1975	地层原油粘度(mPa·s)	18.2
开采层位	上第三系明化镇组,馆陶组	井距(m)	300
单井平均有效厚度(m)	22.7	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	16.17	生产井井数(口)	71
压力系数	1	注水井井数(口)	15

1. 开发历程

(1) 弹性水驱阶段（1974 年 6 月～1975 年 9 月） 油田内主要产油层为明Ⅲ$_5$小层，其次为明Ⅲ$_4$、明Ⅱ$_9$、馆陶组等油层。主力层明Ⅲ$_5$为一厚层块状油气藏，边部有活跃的边水，油层分布广、连通好、渗透率高，储量占油田总储量的 43.8%。多数井初期日产水平在 100 吨以上。由于对油井的射开程度和生产压差没有严格控制，高排液量生产造成边水沿正韵律厚层底部推进，并很快形成次生底水，导致油井内以底水水锥形式见水，含水上升速度快，产油量递减幅度大。由于边水能量充足，在高速开采条件下地层压力没有明显的下降。而明化镇和馆陶组的其它油层在此阶段内靠弹性能量开采，则油层压降不断下降，产量也随之递减。

(2) 注水开发阶段（1975 年 10 月～1984 年） 针对上述各类油层在开采过程中存在的问题，对能量不足的开发单元开始进行人工注水以补充地层能量。对明Ⅲ$_5$层进行治水试验。初期由于注水井数少、注水量低，注水效果不明显，在治水方面虽进行了一些层内卡封隔器、打人工隔板、及油层顶部压裂等堵水措施，但仍未能取得突破性的进展。明Ⅲ$_5$含水上升过快及其它油层能量不足，仍然是影响油田生产的主要因素。为此从 1978 年 10 月起对油田进行了全面综合调整。调整的主要内容是：细分开发层系，完善注采系统，恢复地层压力，调整采油速度及调整地面流程。至 1984 年底油田总井数达到 33 口，比调整前（17 口）增加近一倍。调整后油井产量稳定，含水上升速度减缓，油层最终采收率由调整前的 26.2%提高到 38.9%。

2. 开发效果

主要注水开发单元为Ⅰ断块明Ⅲ$_4$、明Ⅲ$_7$及Ⅱ断块。水驱储量占 80%以上，但大多数井为单向受益，油井见效后含水量上升较快。其中明Ⅲ$_4$通过调整与明Ⅲ$_5$分层系开采后注水效果比较显著，按剩余储量计算的采油速度达 10%以上，特别是进入中高含水阶段以后，注水量能满足需要，使油井生产能力得到发挥，开发效果明显变好。Ⅱ断块含油层系较多，层间油层物性、原油性质差异大，加之合注合采层间干扰较大，注水效果较差。

第六节　羊三木油田

羊三木油田位于黄骅县羊三木村南部。1963 年于黄 3 井首获工业油流，试油 2.5 毫米油嘴日产油 7 立方米。1964 年在羊 1、孔 5 等井又获工业油流，随后于 1970 年 8 月部署详探井 11 口。1971 年 9 月以 250 米正三角形井网钻生产井投入开发。油田共钻取芯井 8 口，总进尺 547.07 米，芯长 377.65 米，油砂长 170.4 米，平均收获率 75.69%。

一、构造位置及圈闭

1. 构造

羊三木构造位于羊三木构造带的西部，形态比较简单，虽然构造顶部被断层切割，但仍为较完整的穹窿构造。从馆Ⅱ上油组底界构造图来看，轴向为北东向，长 5 公里，宽 3 公里，构造面积 14 平方公里。该构造比较平缓，顶部倾角 1.5°，向翼部渐变为 2°～4°，构造西北部较陡，倾角为 6°～8°。构造高点在黄 3 井一带，闭合度为 70 米（图 10–31）。

2. 断层特征

羊三木构造在含油面积内共有 10 条断层。断层走向主要为北东或北北东向，只有 3 条小断层为北西向。断层集中分布在构造顶部和西部。断层的特点是断距小，一般为 30 米。

最大的 6−14 断层，断距有 70～80 米。主要断层有两条，即 6−14 和 8−12 断层，这两条断层对地层厚度、油气分布都起着控制作用。8−12 断层是由早第三纪末构造运动而形成的，因而造成下第三系残余地层厚度的差异，例如上升盘的黄 3 井第三系残余厚度为 13 米，而下降盘的孔 5 井残余厚度为 65 米。6−14 断层的主要活动期是明下段初期，所以该断层控制了明下段的沉积。该断层上升盘与下降盘沉积厚度相差 70 米。此外，这两条断层对油气层分布的控制作用也很明显。例如油田上升盘的Ⅲ断块馆陶组油层较发育，大面积连片分布，明下段油气层则零星分布；而下降盘的Ⅰ、Ⅱ断块，油气层分布特征则与之相反，即馆陶组的油气层发育较差，而明下段油气层则相对富集。

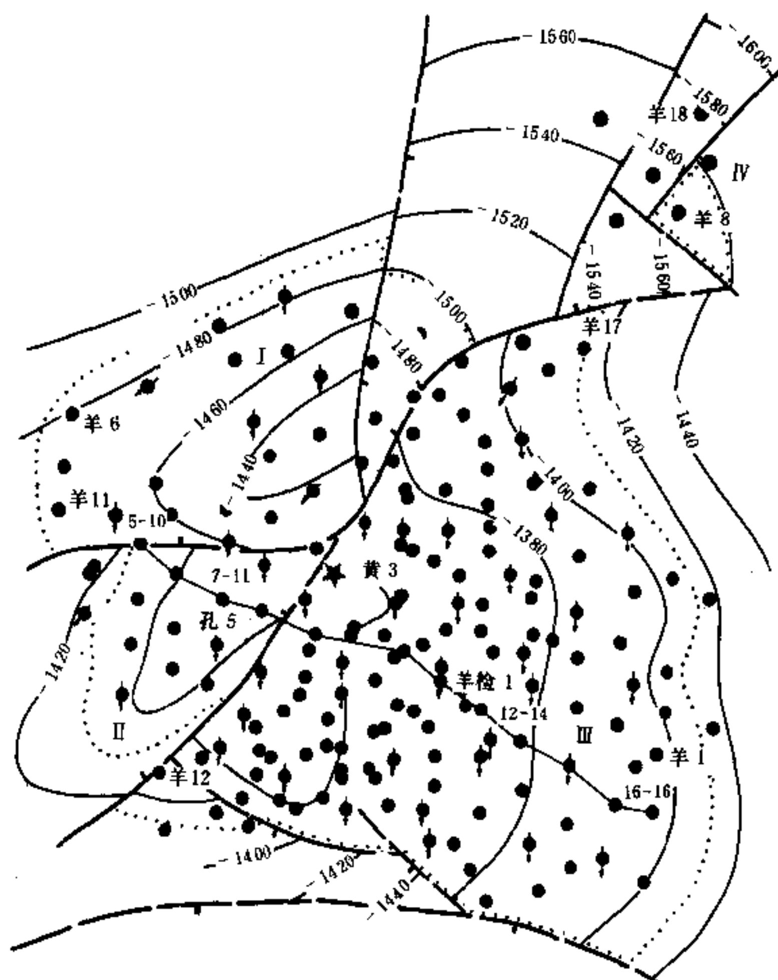


图 10−31　羊三木油田构造图

图例同图 10−2

3. 断块划分

根据断层的切割及其对油气分布的控制，将羊三木油田划分为四个开发断块。其中以Ⅲ断块为主力断块，最小的为Ⅳ断块（羊 8 井断块）。现分述如下：

Ⅰ断块　区内 4−15 断层又将该断块切割成两个小断块。油层分布主要为明下段和馆陶组油层。在 6−14 断层附近有明下段气层分布。该断块油层的平均厚度为 17.9 米。明下段油层一般厚 8～15 米，馆陶组油层厚度一般小于 10 米。

Ⅱ断块　油层为明下段和馆陶组，油层平均厚度 14 米，明下段油层厚度一般小于 10 米，馆陶组油层一般厚 15～20 米。

Ⅲ断块　以馆陶组油层为主，明下段油层只在个别井存在而且很薄。馆陶组油层厚度一般为 20～30 米，大面积连片分布，其地质储量占油田的 67%，其中馆Ⅱ组油层储量占本断块储量的 83%。是油田的主力含油断块。

Ⅳ断块　目前只有羊 8 井见馆Ⅱ组油层，厚 23.6 米；馆Ⅰ组 1 层 4.8 米及明下段 1 层 4.8 米。该断块目前井少，尚待进一步勘探。

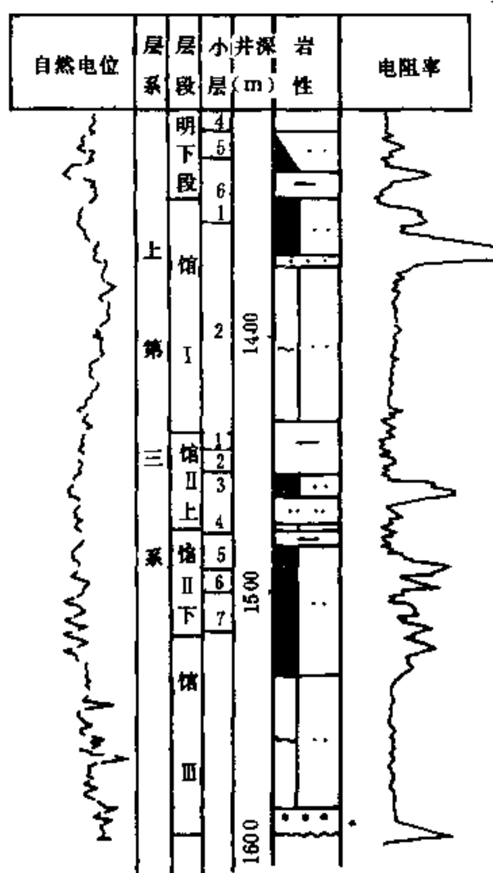


图 10–32　羊三木油田油层柱状图

图例同图 10–3

二、储集层

1. 层组划分

根据沉积旋回特征，油层发育程度以及泥岩隔层的稳定性和原油性质的差异，将馆陶组划分为 4 个油层组，9 个小层。其中馆Ⅱ组因其原油性质上下有明显差异，中间又有厚度为 5 米左右的泥岩隔层，故又进一步划分为馆Ⅱ上和馆Ⅱ下两个油层组。明下段由于油层集中在底部因而未划分油层组，直接划分 6 个小层。馆Ⅲ组目前只在Ⅲ断块零星分布，暂未划分小层（图 10–32）。

2. 油层分布特征

羊三木油田主要含油目的层为馆Ⅱ、馆Ⅰ组及明下段油层。其中以馆Ⅱ组油层最发育，在全油田内分布稳定且呈大面积连片分布，Ⅲ断块尤其发育。其中馆Ⅱ上油层比馆Ⅱ下油层发育，单井平均有效厚度 11.9 米。馆Ⅱ下油层有底水，油层厚度、分布范围均比馆Ⅱ上小，主要分布在Ⅱ、Ⅲ断块。其次是馆Ⅰ组油层，为厚层—块状底水油层，全区基本都有分布，尤在Ⅲ断块内最好，连片分布，而在Ⅰ、Ⅱ、Ⅳ断块内，仅构造高部位含油，而且油层变薄并有分枝现象出现，呈局部连片或零星分布。明下段油层，主要发育在其底部 30～60 米井段，油层厚度小，单层厚度一般为 5～8 米，除 6 号小层比较稳定外，其余小层皆属岩性油气藏，零星分布，该油层主要分布在Ⅰ断块，其次为Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ断块。

羊三木油田各组油层概括起来有如下特点：①油层埋藏浅，厚度大。单井平均有效厚度为 20 米，单井最大厚度达 63 米，单层最大厚度 20.9 米；②油层发育集中。羊三木油田含油井段长约 280 米左右，但主要油层集中在 30～70 米井段内。在 15 个小层中有 6 个小层（馆 $Ⅱ_{3、4、5}$，馆 $Ⅰ_{1、2}$，明下 6）的储量合计占油田总储量的 80%以上，是油田开发的主要对象。特别是馆 $Ⅱ_3$ 小层，占总储量的 1／4 以上；③底水油层发育。羊三木油田的底水油层主要为馆陶组油层，馆陶组为辫状河流相沉积，沉积砂体厚，大面积分布。馆Ⅰ组为一套油水系统，而馆Ⅱ—Ⅲ组为另一套油水系统。由于馆Ⅰ、Ⅱ—Ⅲ组砂体发育，砂体厚度大于构造

闭合度，往往形成底水油气藏。根据统计全油田底水油层占25%左右，而馆Ⅰ组和馆Ⅲ组底水油层分别占本组油层的50%和80%以上。

3. 储集层物性特征

(1) 油层物性好　羊三木油田储油层岩性为中—细砂岩，泥质胶结含量8～22%，胶结较疏松，胶结类型多为孔隙—接触式，故储油物性较好。孔隙度为31%，平均空气渗透率为1.475二次方微米，有效渗透率平均为0.843二次方微米。砂岩分选不太好，分选系数一般为2～4（表10–36）。

表10–36　羊三木油田油层物性统计表

项目 层位	孔隙度(%)	空气渗透率(μm^2)	粒度中值(mm)	分选系数	泥质含量(%)	碳酸盐含量(%)	胶结类型
明Ⅰ			0.130	3.89	22.4	2.4	基底—孔隙式
馆Ⅰ			0.162	4.19	21.8	6.48	孔隙—接触式
馆Ⅱ上			0.183	2.47	10.8	1.5	孔隙—接触式
馆Ⅱ下			0.147	2.54	13.7	3.3	孔隙—接触式
馆Ⅲ			0.150	2.29	8.3	1.2	孔隙—接触式
明化镇组 馆陶组	31	2.13(水平) 1.62(垂直)	0.150				孔隙—接触式 基底—孔隙式

(2) 孔隙结构好，孔隙半径较大，分布较集中　据羊11–32和羊检1井的密闭取芯和压汞资料分析，馆陶组油层孔隙结构较好，孔隙半径较大，半径中值为1.4～6.69微米，而且孔隙分布也较集中，孔隙分布图峰值一般在10微米位置，根据储集层分类标准，属于较好的Ⅱ类储集层（表10–37）。

表10–37　羊三木油田馆陶组孔隙结构统计表

项目 层位	孔隙半径均值(μm)	孔喉百分数(%)						渗透率(μm^2)	孔隙度(%)	半径中值(μm)	中值压力(MPa)	排驱压力(MPa)	备注
		>25	>7.5	>2.5	>0.75	>0.25	>0.075						
馆Ⅱ	6.80	1.5	22	39.5	56	72	84.5	0.209	31.4	1.14	0.647	0.053	羊11–32
馆Ⅱ	12.00	2.0	46	65.5	76	82	87.0	1.065	34.4	6.69	0.11	0.06	羊检1
馆Ⅱ	12～6.8	1.5～2.0	22～46	39.5～65.5	56～76	72～82	84.5～87	0.209～1.065	31.4～34.4	1.14～6.69	0.647～0.11	0.053～0.06	

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

羊三木油田的油气是由歧口凹陷沙河街组生油层运移而来的。油气水的分布严格受构造和断层的控制，从圈闭成因来看主要属于披覆构造油气藏，油气水分布比较清楚，有两套油水系统即明下段、馆Ⅰ油组及馆Ⅱ—馆Ⅲ油组各有独立的油水界面，油气藏除受构造因素所控制外，还受断层的影响，各断块油水界面高低不一。除断层构造油气藏以外，还有构造-岩性油气藏，这类油气藏往往由于岩性变化而形成，主要分布在明下段透镜状砂体中（图10—33及表10—38）。

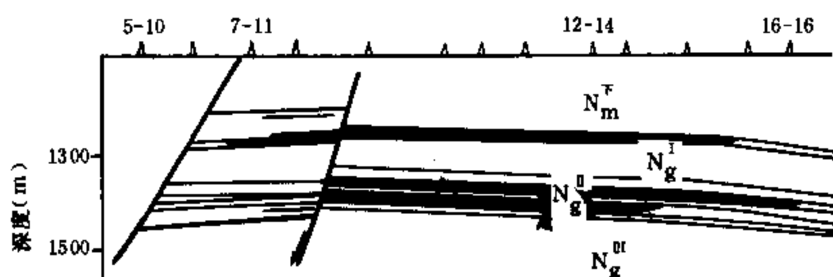


图 10—33 羊三木油田油气藏剖面图

图例同图 10—7

表 10—38 羊三木油田各断块油水界面统计表

界面(m) 层位 断块	明下段	馆Ⅰ油组	馆Ⅱ—馆Ⅲ油组
Ⅰ	−1257	−1326	−1435~−1475
Ⅱ		−1276	−1443
Ⅲ		−1250	−1400

2. 流体性质

(1) 原油密度大、粘度高、胶质沥青质含量高　羊三木油田的原油为低凝稠油，密度0.94～0.97 克／厘米^3,粘度 163～2000 毫帕秒,最高达 5377 毫帕秒(羊 10—10 井明下段),地下原油粘度为 37～148 毫帕秒，胶质沥青质含量为 21%。

总的来讲由上向下原油密度和粘度逐渐降低。例如明下段原油平均密度为 0.966 克／厘米^3，粘度为 2000.6 毫帕秒。到馆Ⅲ组原油密度变为 0.942 克／厘米^3，粘度降低为 163.9 毫帕秒。在纵向上各油组之间原油性质差异较大，特别是主力油组，馆Ⅱ上油组原油粘度平均为 1104 毫帕秒，而馆Ⅱ下油组为 316.7 毫帕秒，二者相差三倍之多。其原因初步认为主要是由于油气垂向运移、不断受地层水氧化的结果。

(2) 天然气性质　羊三木油田的天然气除溶解气外，在Ⅰ断块明下段还有一些气层分布。天然气中甲烷含量为 95.6%，相对密度为 0.582。

(3) 油田水性质　羊三木油田的地层水为重碳酸钠型，总矿化度较低，为 3114～7635 毫克／升，并随深度增加而增大。氯离子为 1504～2999 毫克／升。

四、开发简况

1. 开发历程

羊三木油田于1963～1964年在黄3、羊1、孔5井获工业油流后，于1971年以250米正三角形井网投人开发，到1974年10月开始注水，1981～1982年对主力断块进行了全面综合调整，重点解决稀、稠油层之间的矛盾，进行分层系开采，取得了较好的开发效果，该油田基本可分为如下两个开发阶段，油田开发基础数据见表10-39。

(1) 弹性溶解气驱动阶段（1971年9月～1974年9月）　羊三木油田油稠气少，油层的弹性能量较少，大部分生产井无自喷能力。针对油稠气少，油井出砂等特点，采取了抽油降粘、压裂、防砂等工艺措施，使油田的生产能力得到发挥。

该阶段由于消耗能量开采，地层亏空大，到注水前，Ⅲ断块地层压力已下降到接近饱和压力，总压降1.17兆帕。每采出1%地质储量压力下降0.25兆帕。与此同时由于压力下降，边水内浸，油井普遍见水，到1974年9月油田综合含水已达30.1%，阶段含水上升率为4%以上。

(2) 注水开发阶段（1974年10月～1986年）　1974年10月首先对主力Ⅲ断块采用四点法面积注水，1975年Ⅰ、Ⅱ断块也相继投注。注水初期月注采比一般保持在0.5，油井一般1～2月见效，Ⅲ断块单井日产油增加37.5%，地层压力也明显回升，由投注前的12.27兆帕至1976年5月回升到13.18兆帕，以后又恢复到接近原始地层压力。但由于馆Ⅱ上、下油组原油物性差异较大，加之油层物性的变化，在合采条件下，层间及平面矛盾突出，自1976年下半年开始，油井普遍见水，至1980年底含水上升到74%。针对上述存在问题，于1981～1982年对Ⅲ断块进行全面调整，将馆Ⅱ上、下油组分层系开采，共钻调整井35口，解决了层间干扰问题，同时对稠油高含水期采取下大泵提高排液量等综合措施，使油田调整后年产量稳定。预测的水驱最终采收率由20%增加到28%。

表10-39　羊三木油田开发基础数据表

发现年代(a)	1964	饱和压力(MPa)	12.0
投产时间(a)	1971	地层温度(℃)	62
投注时间(a)	1974	地层原油粘度(mPa·s)	102.26
开采层位	上第三系、明化镇组、馆陶组	井距(m)	250
单井平均有效厚度(m)	20	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	13.08	生产井井数(口)	116
压力系数	0.98	注水井井数(口)	45

2. 开发效果

羊三木油田馆陶组主力油层厚、连通性好，水驱储量在80%以上，其中Ⅲ断块高达94～100%。注采井网较完善。见效井占88%。Ⅱ断块水驱储量较低，为64%。油田共有5个开发单元，其中Ⅲ断块馆Ⅱ下油组注水效果好，其次是馆Ⅱ上油组，Ⅰ、Ⅱ断块及羊8井断块效果较差。

Ⅲ断块馆Ⅱ上、下油组在一套层系井网合采时，层间干扰比较大，上、下油组的采油速度、采出程度、含水等差别较大，层系调整前曾在Ⅲ断块钻检查井（羊检1），据岩芯分析资料，馆Ⅱ上、下油组水洗厚度分别为5.5米、23.6米，水洗厚度分别占总厚度的61.2%及100%，水驱油效率分别为32%、35.9%，计算波及体积分别为0.53和0.74。分层系开采后又钻检查井新11-33井，馆Ⅱ上、下油组驱油效率分别为33%、47%，波及体积则为0.65和0.82。可以看出，分采后馆Ⅱ下油组驱油效率有明显提高，馆Ⅱ上油组的波及体积有显著扩大。

油田调整后，注水利用率提高，含水上升减缓。同时Ⅲ断块按剩余可采储量计算的采油速度达到10%以上。Ⅰ、Ⅱ断块地下、地面情况比较复杂，注采系统不完善，加之明化镇组和馆陶组多层合采，原油粘度相差6～8倍，层间矛盾突出，注水效果比较差。预测Ⅰ、Ⅱ断块最终采收率分别为22%、20%。

为进一步提高羊三木油田的开发效果，提高采收率，目前正进行注碱水以及聚合物化学驱可行性研究，并完善Ⅰ、Ⅱ断块注采井网，以及采取提高排液量等综合措施，以保持油田稳产。

第七节 孔 店 油 田

孔店油田位于河北省黄骅县孔店村东北。该油田于1972年9月发现，孔31井为第一口出油井，射开馆陶组油层2层13.0米，套管畅溢日产油4.3吨。1975年10月投入开发，1979年2月开始注水。截至1986年底，全油田共有完钻井108口，其中取芯井8口，取芯进尺522.61米，取出岩芯295米，各类含油显示砂岩117.1米。

一、构造位置及圈闭

上第三系是在下第三系经过隆起和剥蚀之后沉积的，由于受古地形的控制，在上第三系形成了披覆式背斜构造，断层的切割作用使构造复杂化，形成构造背景上的断块圈闭（图10-34）。区域构造位置属于孔店构造带的东北倾没端。构造走向北东，长约6公里，宽约3公里，面积约15平方公里，幅度90米。含油层位是上第三系馆陶组。

油田内发育着北东向和北西西向两组断层共10条，皆属正断层。北东向断层发育早、活动时间长、断距大、延伸远、控制着地层沉积厚度和油气的分布。北西西向断层断距小、延伸短、活动时间短，但其切断油层，破坏了油层的连通关系。两组断层把孔店油田切割成8个断块，其中6个断块含油。最大断块含油面积为2.0平方公里，最小断块含油面积为0.2平方公里。

二、储集层

1. 油层分布

1）含油层位是上第三系馆陶组，油层埋藏深度较浅。含油井段250米，主力油层集中在150米井段之内（图10-35）。

2）具有多套油水系统。经钻、试、采资料证明,孔店油田具有4套油水系统,即馆$Ⅰ_1$、馆$Ⅱ_1$、馆$Ⅱ_{2-3}$、馆Ⅲ。馆$Ⅰ_1$和馆Ⅲ为底水油层，馆$Ⅱ_1$和馆$Ⅱ_{2-3}$为边水油层。该油田底水油层比较发育，占油层总厚度的40%。

3）油（气）受主断层控制，沿主断层两侧分布，3个油组的含油面积不同，呈下大上小的宝塔型。主力油层是馆$Ⅱ_3$和馆Ⅲ两层，油层分布稳定，连通性好。

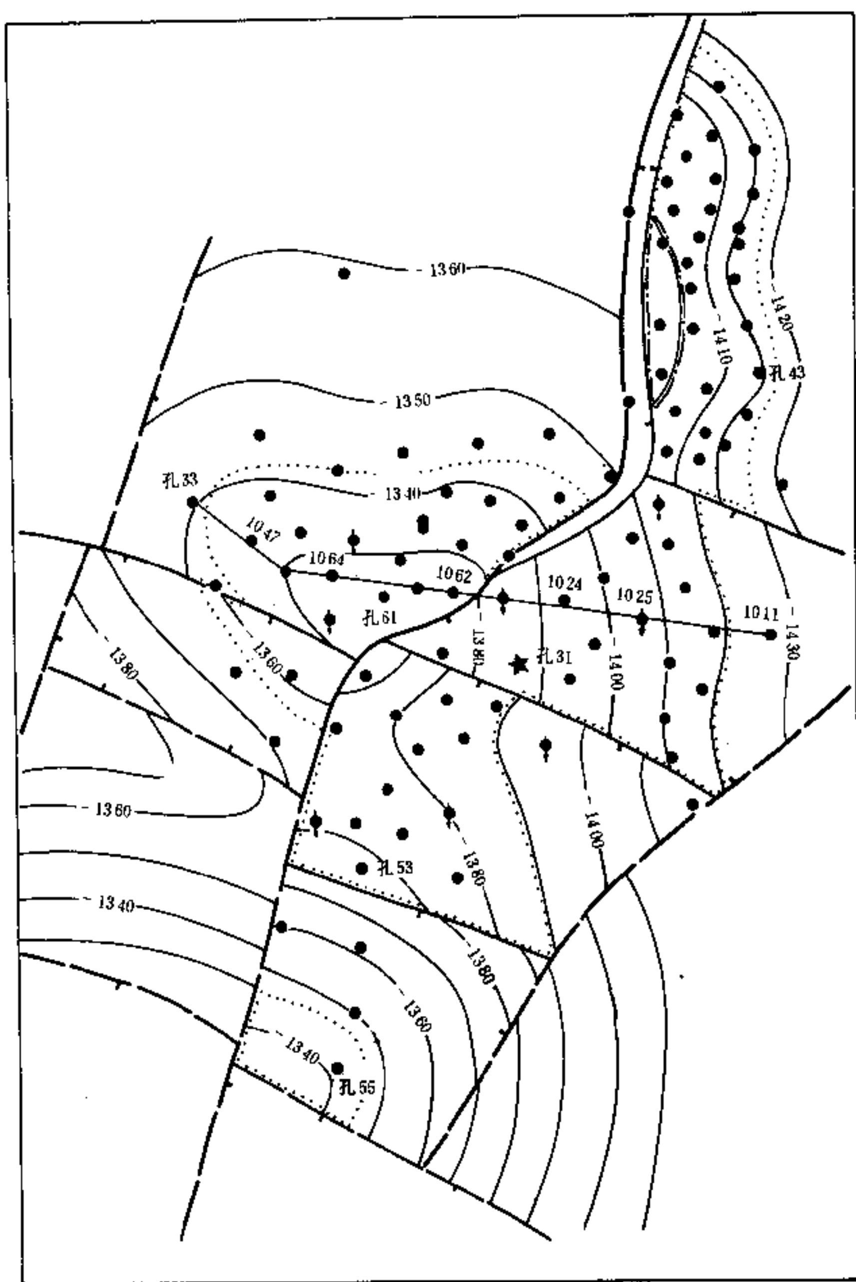


图 10−34 孔店油田构造图

图例同图 10−2

2. 储集层物性特征

岩芯化验分析资料证明，孔店油田馆陶组油层孔、渗性能好，孔隙度为33%，空气渗透率为1.878二次方微米。3个油层组相比，馆Ⅰ油组物性最好，空气渗透率为3.994二次方微米；馆Ⅱ油组次之，空气渗透率为2.209二次方微米；馆Ⅱ油组与馆Ⅰ、Ⅲ油组比较，砂岩粒级略细，油层物性略差，空气渗透率1.402二次方微米。

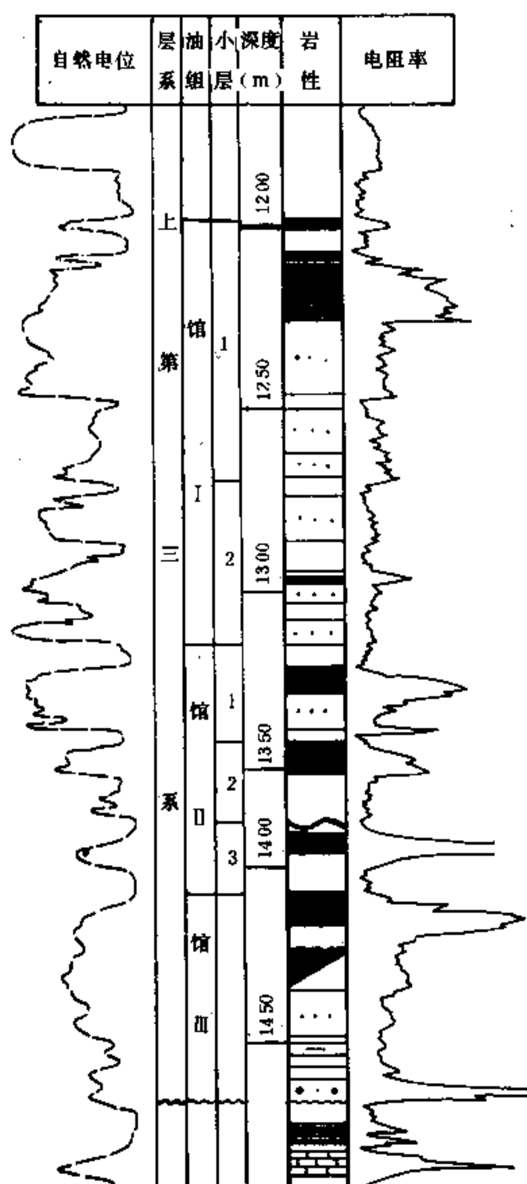


图 10–35　孔店油田油层柱状图

图例同图 10–3

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

该油田是上第三系油气藏。油气的分布受背斜构造所控制的披覆构造油气藏（图 10–36）。由于断层的切割，使每个断块自成油水系统，因此油水界面因断块而异。Ⅰ断块馆Ⅲ油组油水界面深度为–1370 米，馆Ⅲ油组为–1350 米；Ⅱ断块馆Ⅱ油组为–1408 米，馆Ⅲ油组为–1437 米。

2. 流体性质

孔店油田的原油性质较差，具有粘度高（50℃为 500～1500 毫帕秒）、胶质沥青质含量高（24～30%）、凝固点低（–15～+11℃）的特点。在纵向上，原油性质自下而上由好变差，主要表现在原油粘度和胶质沥青质含量自下而上由低变高（表 10–40）；在平面上，原油性质北好南差（表 10–41）。原油性质在纵向和平面上的变化，主要与运移方向和运移距离有关。

天然气有气顶气和石油溶解气两种。气顶气相对密度为 0.569，甲烷含量 96.8%。溶解气相对密度为 0.607，甲烷含量 87.8%。

油田水为重碳酸钠型，总矿化度为 5612 毫克／升，氯离子含量 3305 毫克／升。

四、开发简况

1. 开发历程

孔店油田初期采用 700～425 米正方形井网于 1975 年 12 月投产。1978 年以 300～400 米井距加密井网全面投入开发。1979 年 2 月采取边缘及不规则点状面积方式注水。开发基础数据见表 10–42。其开发历程如下:

(1) 试采阶段（1975 年 12 月～1978 年 4 月）　该油田油稠气少，油井自喷能力弱，生产能力低，靠抽油降粘生产，加上井距较大，因而采油速度小于 0.4%。同时由于存在底水，油井见水早，含水上升快，此阶段平均月含水上升速度为 3.5%。

(2) 加密井网，全面开发阶段（1978 年～1979 年 2 月）　1978 年钻加密井全面开发，采油速度达到 1.0%。该阶段边水发挥了一定作用。

(3) 注水开发阶段（1979 年 2 月～1986 年）　针对油层弹性能量小的特点，1979 年 2

月开始注水。投注后见到了一定效果。

表 10-40 孔店油田不同油组原油性质对比表

油组	密度 (g/cm³)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)
馆Ⅱ	0.968	1474.3	−11～11	2.94	0.292	29.94
馆Ⅲ	0.963	697.9	−14	4.07	0.283	23.90

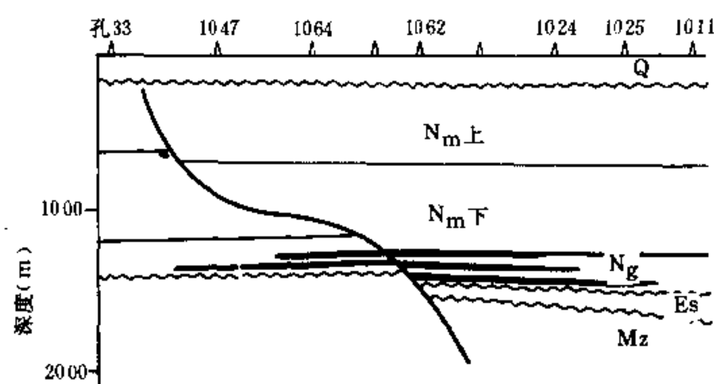


图 10-36 孔店油田油气藏剖面图

图例同图 10-7

表 10-41 孔店油田馆Ⅱ油组不同断块原油性质对比表

断块	密度 (g/cm³)	粘度 (50℃) (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)
孔 43 井	0.9622	766.3	−14	3.12		25.32
孔 31 井	0.9677	772	−2.5	6.39	0.31	40.07
孔 53 井	0.9654	1133.1	8	5.38	0.25	44.9
孔 55 井	0.9819	4560.1	17.5	3.69	0.28	33.66

2. 开发效果

孔店油田开发采用的为不完善的反九点注采系统，注采井数比为 1∶3～4.5。水驱储量占总储量的 69.8%，见效井 20 口。

根据含水与采出程度关系曲线分析，实际曲线位于理论曲线的左侧，曲线斜率大，含水上升快，采出程度低，相应耗水量大，与相同类型的羊三木稠油油田对比，高 1.9 倍，根据孔检 1 井密闭取芯资料，水驱油效率仅为 34.4%。用几种方法测算的注水波及体积系数为 0.3。预测水驱最终采收率为 20%。目前的开采状况不佳，需要调整，以改善开发效果。

表 10-42　孔店油田开发基础数据表

发现年代(a)	1972	饱和压力(MPa)	10.69
投产时间(a)	1975	地层温度(℃)	59
投注时间(a)	1979	地层原油粘度(mPa·s)	73
开采层位	上第三系馆陶组	井距(m)	400
单井平均有效厚度(m)	11.8	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	13.39	生产井井数(口)	58
压力系数	0.98	注水井井数(口)	19

第八节　枣园油田

枣园油田位于河北省沧县境内。该油田于1971年11月发现，孔17井为第一口出油井，射开孔一段枣Ⅱ油组油层3层18.5米，5毫米油嘴口产油38.3吨。1978年按正三角形井网300米井距钻生产井，正式投入开发。截至1986年底，全油田共有完钻井93口，其中取芯井11口（包括密闭取芯井2口），取芯进尺524.32米，岩芯长366.33米，各类含油砂岩总长144.5米。

一、构造位置及圈闭

区域构造位置属于孔店构造带西侧。枣园油田被孔西断层切割成南北两大断块，北断块为地堑，南断块为地垒，形成南垒北堑结构。北断块枣Ⅱ油组底界为断鼻构造，构造自北东向南西倾伏，长约3.5公里，宽约2.5公里，构造面积约6平方公里，闭合高度200米（图10-37）；南断块缺失东营组至孔一段枣Ⅱ油组，孔一段底界为一被断层复杂化了的背斜构造，面积约3平方公里。北断块又可划分为5个小断块。

油田内断层十分发育，根据钻井资料组合了28条断层，皆属正断层，按其走向可大致划分为北东向、北北西向和北西西向三组。北东向断层断距大，延伸远，活动期长，对地层沉积和油层分布起着控制作用。如孔西断层，在枣Ⅱ油组底界断距为200～400米，下大上小，全长23公里（在枣园油田内5公里），从始新世开始活动到中新世末停止，它既对油层分布有控制作用，又是油气运移的通道。其它两组断层断距小，活动期短，但却起到了切割油层、阻断连通关系、破坏油田的相反作用。

二、储集层

1. 油层分布

枣园油田含油层位是新生界下第三系孔店组和中生界。孔店组分为三段，油层主要分布在孔一段和孔二段。已经开发的是孔一段油层，共划分5个油层组：枣Ⅰ、枣Ⅱ、枣Ⅲ、枣Ⅳ、枣Ⅴ（图10-38），其中枣Ⅱ和枣Ⅴ两个油组是主力油层。枣Ⅱ组油层分布在北断块，枣Ⅴ组油层主要分布在南断块。现将孔一段油层特征归纳如下：

（1）油层厚度大、含油井段长　两套主力油层的有效厚度都在20米以上。枣Ⅱ油组平均单井有效厚度20.6米，单井最大有效厚度35米；枣Ⅴ油组平均单井有效厚度61.5米，

单井最大有效厚度 85 米。含油井段长达 400 米。

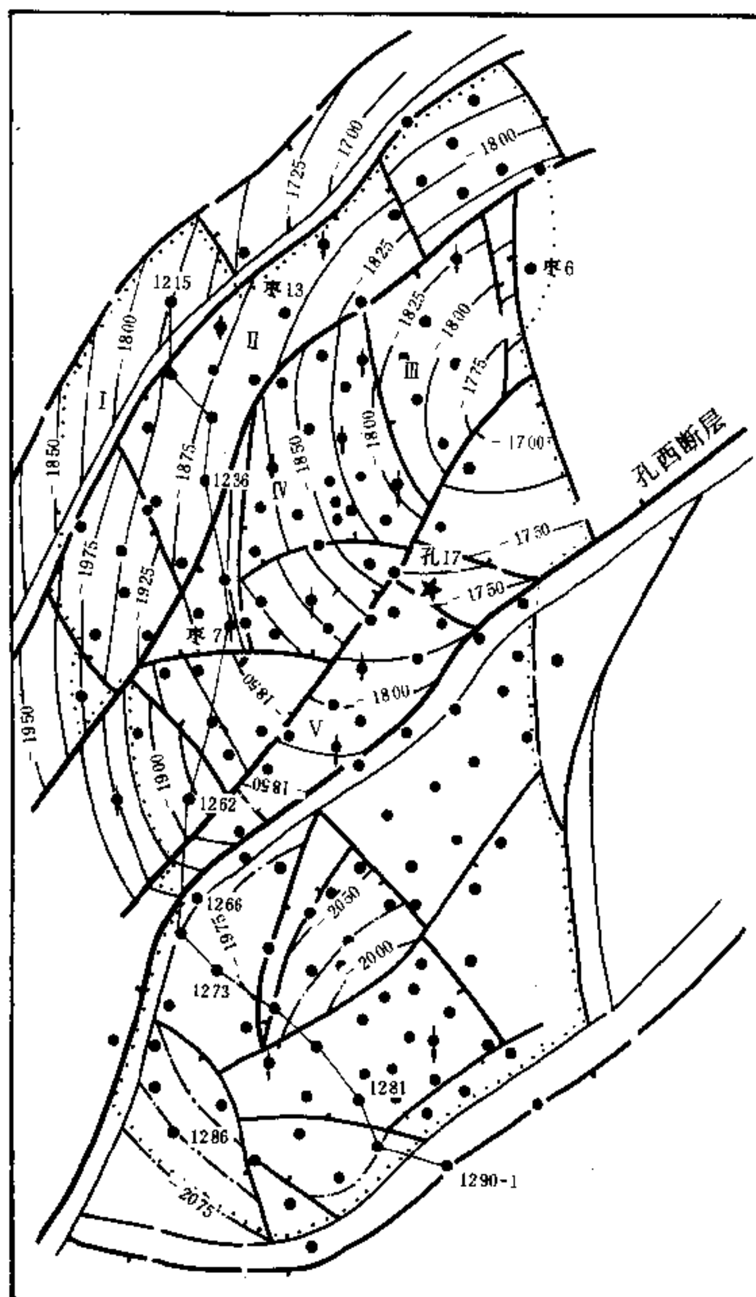


图 10–37　枣园油田构造图

图例同图 10–2

(2) 孔西断层两侧含油层位不同　孔西断层上升侧（南断块）主要含油层位是枣Ⅴ油组；下降侧（北断块）主要含油层位是枣Ⅱ油组。

(3) 不同断块油层厚度差异较大　由于断层的封隔作用以及砂层发育程度的不同，致使油层厚度因断块而异。油层最厚的断块，单井有效厚度为 88.2 米；油层薄的断块，单井有效厚度只有 6.8 米。

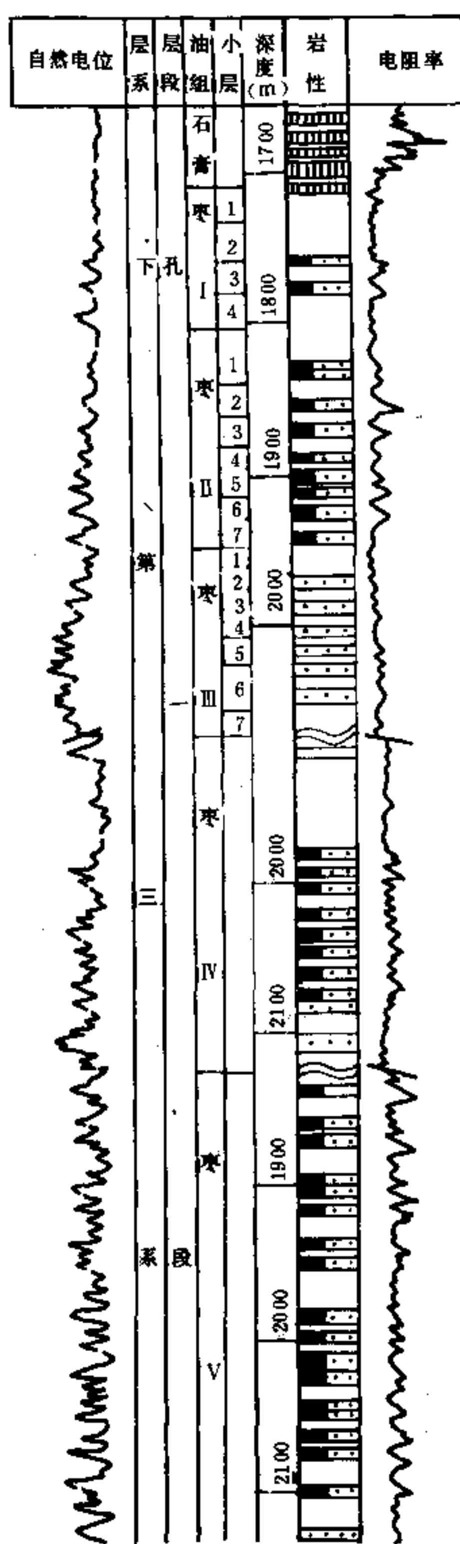


图 10–38　枣园油田油层柱状图

图例同图 10–3

2. 储集层物性特征

(1) 储油层岩性　枣Ⅱ油组为细砂岩。粒度中值为0.211毫米，砂岩的主要碎屑成分有石英、长石、岩屑，胶结物为泥质，砂岩较疏松。枣Ⅴ油组为粗粉砂岩，粒度中值为0.092毫米，砂岩主要碎屑成分有石英、长石、岩屑，胶结物为泥质和钙质，砂岩比较致密。

(2) 孔、渗性能　岩芯分析化验资料表明，枣Ⅱ油组比枣Ⅴ油组孔、渗性能好。枣Ⅱ油组平均有效孔隙度26.7%，空气渗透率1.543二次方微米；枣Ⅴ油组有效孔隙度21.9%，空气渗透率为0.165二次方微米。

(3) 孔隙结构　利用压汞法测定含油砂岩的孔隙结构，枣Ⅱ油组孔隙半径中值(R_{50})为3.0～15.6微米，枣Ⅴ油组孔隙半径中值(R_{50})为1.4～5.0微米。

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

枣园油田已开发的孔一段油层有两种油气藏类型:

(1) 断鼻油气藏　北断块枣Ⅱ油组属于此种类型，油气在构造的上倾方向受断层遮挡，下倾方向受构造控制。由于断层的切割使油气藏复杂化。

(2) 断块油气藏　南断块枣Ⅴ油组为断块油气藏，油气主要受地垒断块控制，由于次级断层的作用，使各个小断块的油层发育程度、油水界面及含油高度各不相同(图10–39)。枣1281井断块油水界面最低(–2100米)，含油高度最大(370米)，油层最厚(单井油层有效厚度84米)。而枣1286井断块油水界面为–2000米，油层有效厚度只有16米。

2. 流体性质

枣园油田孔一段原油性质变化较大，南断块枣Ⅴ油组为高凝稠油，凝固点和含蜡量比较高，北断块枣Ⅱ油组为高粘稠油，原油密度大，粘度和胶质沥青质含量

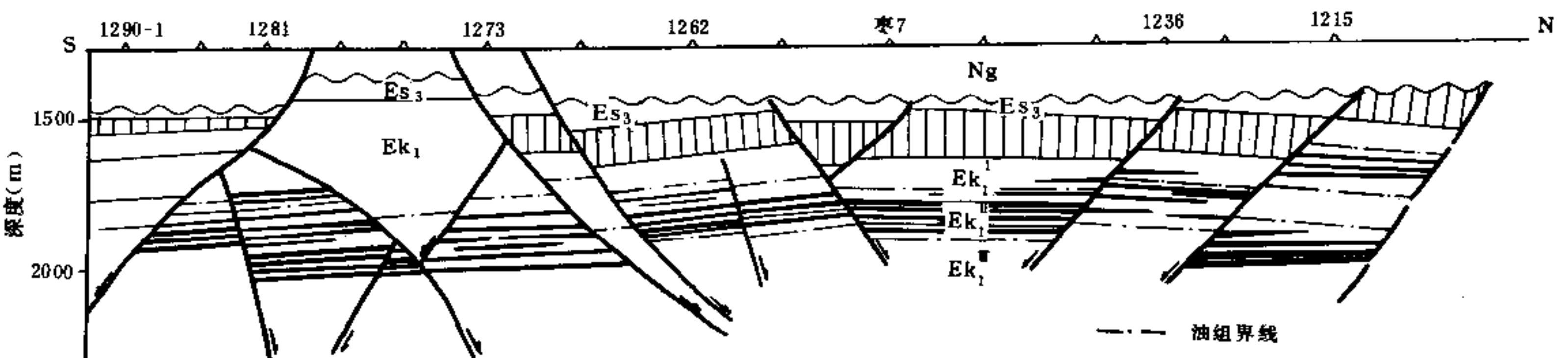


图 10-39　枣园油田油气藏剖面图

图例同图 10-7

高（表 10–43）。

表 10–43　枣园油田原油性质表

层位	密度 (g/cm^3)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质、沥青质 (%)
枣Ⅱ油组	0.927	639.1	23	14.83	0.135	28.39
枣Ⅲ油组	0.922	550.8	25	14.54	0.134	28.85
枣Ⅴ油组	0.890	128.1	33	21.97	0.135	24.58

枣园油田没有纯气层，石油溶解气中的甲烷含量大于 90%（表 10–44）。

表 10–44　枣园油田天然气性质表

层位	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	氮 (%)
枣Ⅱ油组	0.601	92.6	1.78	1.11	3.66
枣Ⅲ油组	0.580	94.27	0.73	0.18	4.65
枣Ⅴ油组	0.615	90.37	3.7	2.16	2.93

孔一段地层水以氯化钙型为主，枣Ⅱ油组个别井区出现重碳酸钠型水（表 10–45）。

表 10–45　枣园油田地层水性质表

层位	水型	总矿化度 (mg/L)	氯根 (mg/L)
枣Ⅱ油组	$CaCl_2$	28432	16919
枣Ⅲ油组	$CaCl_2$	31430	18708
枣Ⅳ、Ⅴ油组	$CaCl_2$	33121	15349

四、开发简况

枣园油田 1971 年首先在孔 17 井发现枣Ⅱ油组的油层，1978 年全面开发枣Ⅱ油组，1979 年 7 月进行注水，1982 年开始加密枣Ⅱ油组的井网，开发基础数据见表 10–46。

1978 年当钻探北断块枣Ⅱ油组的生产井时，在枣 1266 井发现了枣Ⅴ油组的厚油层，该井钻遇孔西断层，枣Ⅱ油组被断缺，枣Ⅴ油组落在孔西断层的上升盘，油层有效厚度 84 米，从此提高了对孔西断层上升盘（枣园油田南断块）的含油评价。之后又钻 1273、1281 等井，都见到了厚度较大的油层。1983 年以正方形井网 212 米井距钻生产井。1984 年 5 月

南断块正式投人开发。在开发孔一段的过程中，发现了孔二段和中生界安山岩油气藏。

1. 开发特点

(1) 油层弹性能量小，地层压力下降快　油层无边水供给，油稠气少，气油比为17米^3／吨，油层压力系数小，一般为0.98。油层弹性能量小，根据枣7井组7口井的计算，枣Ⅱ组油层每米厚度弹性产油量仅20～133吨／兆帕。枣Ⅱ组投注前，总压降为4.79兆帕，个别井总压降达9.81兆帕（孔17井）。

(2) 油井初期产量较高，但产量递减快　枣Ⅱ组油层投产于1978年，但由于油层能量不足，到1979年底日产水平下降近于60%。

(3) 油井自喷能力差，全靠机械采油　枣Ⅱ、Ⅴ油组油层绝大多数没有自喷能力，只有个别井在试油或试采初期能自喷生产，但自喷期很短。油井正式投产以后全靠机械采油。

表10-46　枣园油田开发基础数据表

发现年代(a)	1971	饱和压力(MPa)	4.86
投产时间(a)	1978	地层温度(℃)	71.6
投注时间(a)	1979	地层原油粘度(mPa·s)	71
开采层位	下第三系孔一段	井距(m)	300～175
单井平均有效厚度(m)	20.6	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	18.08	生产井井数(口)	77
压力系数	0.99	注水井井数(口)	16

2. 开发效果

枣北断块枣Ⅱ油组按300米井网投注时，统计水驱控制程度为71%。但投注后吸水差和长期注不进水的井占2／3。Ⅰ至Ⅲ断块实际上未注上水，以后经对主力Ⅳ、Ⅴ断块加密井网（井距175米）后，水驱程度分别提高到64.1%和64.9%，调整前则为42.1%和32.1%，Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ断块则小于30%。

小井距加密调整后油井见效情况有所改善，新井投产后提高了采油速度。但由于该区地下情况复杂，连通性差，油井单方向受到效益，但增产幅度小，油井见水后含水上升快。总的来看注水效果较差，注水井吸水厚度占总厚度的54.7%。一定程度上反映了油层动用状况差。其含水上升率也高于大港其它稠油油田（如羊三木、孔店）。在相同的采出程度下，注水孔隙体积倍数也比上述两个油田大3～5倍，说明注水利用率很低。注水波及系数仅为40%左右。预测采收率为20%，当前注采不平衡，注不进水的现象仍然突出。其原因有待进一步研究。

第九节　王官屯油田

王官屯油田地处河北省沧县境内王官屯村，区域构造属于黄骅坳陷孔店构造带的西南端。该油田于1971年3月发现。官1井为第一口出油井，该井在孔一段获得高产油（气）

流，射开油层 5 层，厚度 20 米，10 毫米油嘴日产油 146 吨，日产气 4766 立方米，不含水。该油田于 1975 年投入开发，目的层是沙一段和孔一段油层，初期平均单井日产油 37.4 吨。截至 1986 年底，全油田共有取芯井 14 口，取芯进尺 899.85 米，取出岩芯 714.04 米，各类油气显示砂岩总长 144.6 米。

在油田范围内，钻井揭露的地层自上而下有：第四系平原组；上第三系明化镇组、馆陶组；下第三系东营组、沙河街组和孔店组。整个剖面是以砂、泥为主的碎屑岩沉积，下第三系夹有生物碎屑灰岩、火山岩和石膏岩沉积。上、下第三系之间为不整合接触，在官 2 井断块缺失东营组，馆陶组直接覆盖在沙河街组之上。在下第三系内部，沙一段与沙二段为假整合接触，构造高部位缺失沙二段，沙一段下部直接与沙三段接触。

一、构造位置及圈闭

王官屯是一个被断层复杂化的背斜构造，由若干个小型局部构造组成，如官 3 井、官 915 井、官 1 井逆牵引背斜，官 6 井、官 43 井、官 2 井（沙一段下部）断鼻，官 80 井断块等，这些局部构造都受孔东大断层所控制，各自形成独立的含油圈闭（图 10–40）。

油田内断层十分发育，共有断层 29 条，皆属正断层，按其走向分北东向和北西向两组。北东向断层与构造带的走向平行，延伸长、断距大、断面缓，如孔东断层延伸距离 23 公里，孔一段枣Ⅱ油组顶界断距为 200～800 米。断面倾角 30°～60°，从始新世晚期到中新世长期活动，控制着沉积、构造和油气分布。北西向断层延伸短（3～5 公里），断距小（50～200 米），断面陡（倾角 60°～70°）。一般活动期较短，对沉积和油气分布不起控制作用。

两组断层交错，把王官屯油田切割成 24 个断块，已证实含油的断块 17 个，最大断块含油面积 2.01 平方公里，最小断块含油面积 0.1 平方公里。

二、储集层

1. 油层分布

王官屯油田已发现 4 套油气层，自上而下是：沙一段下部、沙三段、孔一段和孔二段（图 10–41），主力油层沙一段下部、孔一段和孔二段已经投入开发。

沙一段下部储油层为生物碎屑灰岩，油层主要分布在官 3 井和官 2 井两个断块，油层厚度变化较大，主要是受生物碎屑灰岩发育程度的影响，官 3 井断块生物碎屑灰岩发育，单井平均油层有效厚度 9 米，官 2 井断块生物碎屑灰岩较薄，单井平均油层有效厚度 3 米。

孔一段枣Ⅱ、Ⅲ油组储油层为中—细砂岩，属于河流—冲积扇沉积体系，厚度大，分布较广，由于各断块所处砂体部位不同，因此油层厚度差异较大。其中官 902 断块和官 80 断块油层厚度最大，平均单井一类油层有效厚度 37.3 米。

孔二段油层为粗粉砂岩，属于水下扇沉积，单井平均油层厚度 14 米，主要分布在油田东北端官 68 井和官 61 井等断块。

2. 储集层物性

3 套主力油层的孔隙度、渗透率各不相同，有效孔隙度和空气渗透率随地层由新到老由好变差，同层位不同断块亦有差异（表 10–47）。

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

王官屯油田是一个含油层位多，储集岩类型多，油气藏类型多的复式油田。含油层位有沙一段下部，沙三、孔一和孔二段，储油岩有砂岩、生物碎屑灰岩和玄武岩。根据控制油气

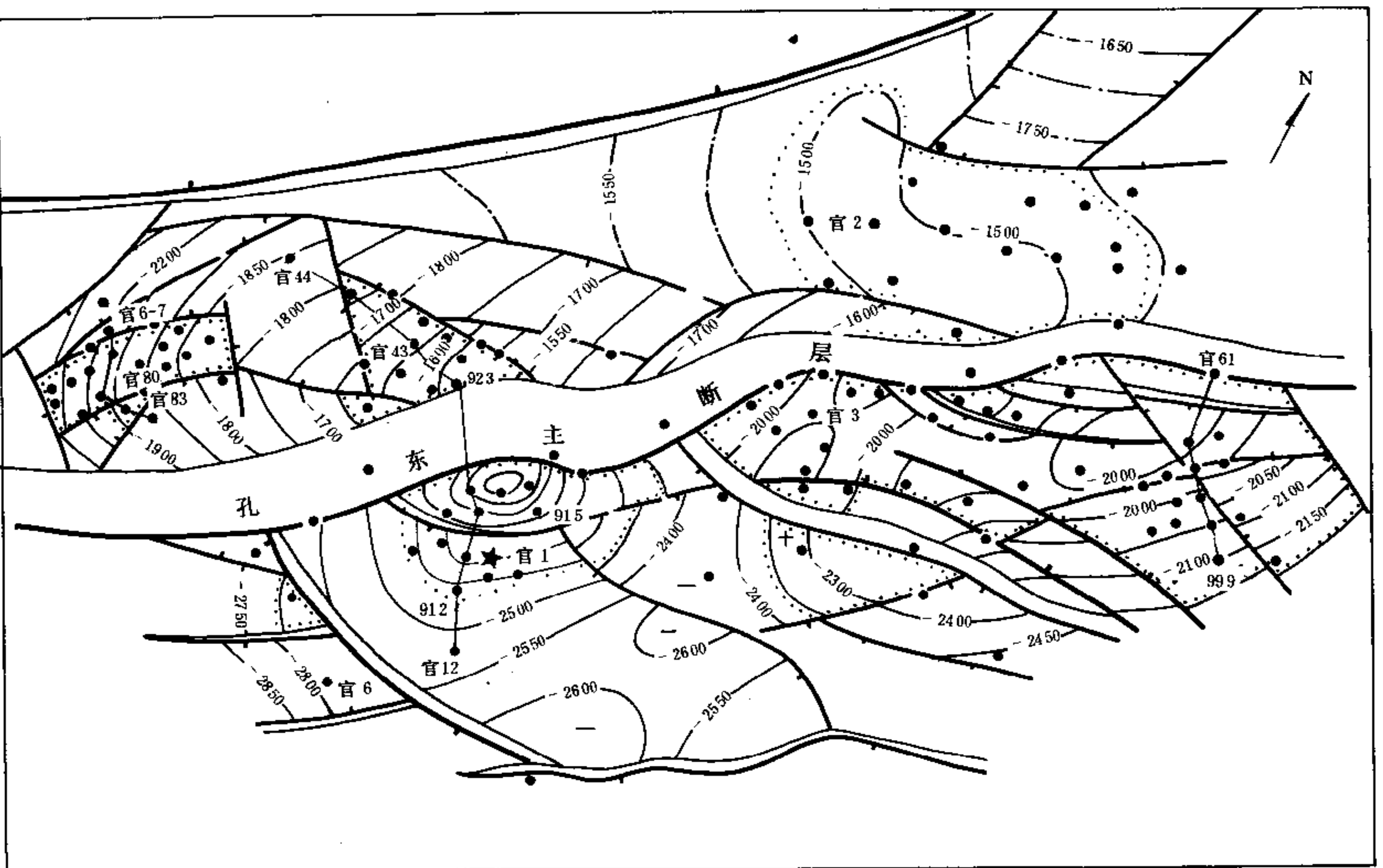


图 10—40　王官屯油田构造图

图例同图 10—2

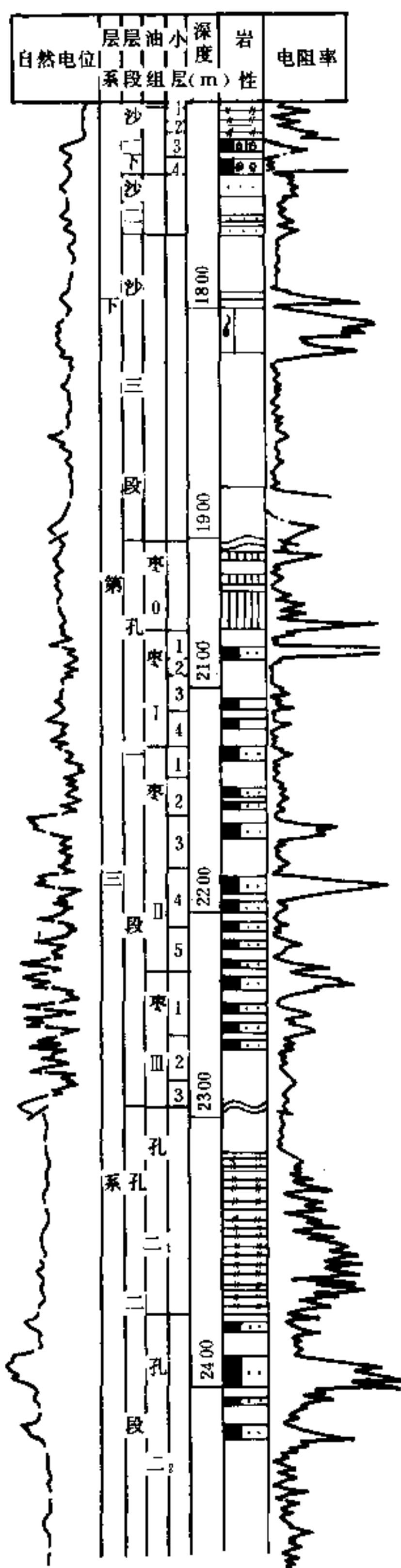


图10-41 王官屯油田油层柱状图
图例同图10-7

分布的地质因素，可划分为以下4种油气藏类型（图10-42、10-43、10-44、10-45）。

(1) 逆牵引背斜油气藏　这类油气藏以官3井断块沙一段下部逆牵引背斜气顶油气藏为代表。它位于孔东断层的下降盘，构造闭合高度125米，含气高度26米，含油高度53米，油气界面-1735米，油水界面-1810米。是一个高产油气藏。

(2) 断鼻油气藏　以官1井和官6井区为代表。该区孔一段油层上倾方向以断层遮挡，下倾方向以构造圈闭，形成断层和鼻状构造相结合控制油气分布的断鼻油气藏。

(3) 断块油气藏（如图10-45）　官80断块孔一段属于此类。该断块四面被断层切割形成地垒，油气靠边界断层遮挡，形成富集高产。

(4) 岩性油气藏　沙三段有砂岩透镜体油气藏和玄武岩透镜体气藏两种类型。前者如官61井区的油气藏，油层厚度虽然较小，但试油产量较高（日产油41.2吨）。后者如官3井区的气藏，5毫米油嘴，日产天然气49658立方米。

2. 流体性质

(1) 原油性质（表10-48）　总的看原油性质较差。不同层位、不同断块的原油性质不同，在纵向上随着地层由老到新原油性质由好变差。这是石油在运移过程中遭受破坏的结果。孔二段是自生自储，原油性质较好。不同断块的沙一段下部原油性质差异较大，官2断块原油性质比官3断块好。官3断块原油密度大、粘度高、凝固点和含蜡量低。

(2) 天然气性质（表10-49）　王官屯油田有气层气、气顶气和石油溶解气三种，其性质略有不同，气顶气的甲烷含量较高，石油溶解气较低。

(3) 地层水性质（表10-50）　有氯化钙和重碳酸钠两种水型，重碳酸钠型水多分布于大断层附近，据分析由断层的开启，沟通了深部地层与浅部淡水层的联系，使深部地层水淡化。

表 10–47　王官屯油田油层物性表

层位	断块	有效孔隙度 (%)	空气渗透率 (μm^2)	碳酸盐含量 (%)
沙一段下部	三	29	0.083	38.7
孔一段	官 29	22	0.626	/
	官 80	22	0.320	13.5
孔二段	官 68	19	0.027	8.7

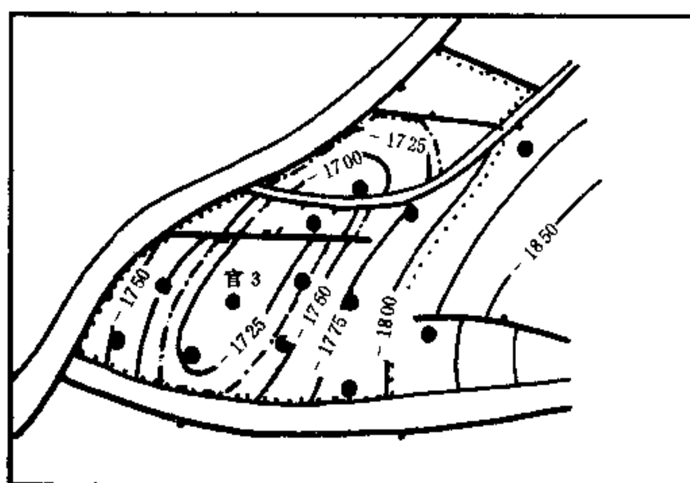


图 10–42　王官屯油田官 3 断块沙一段油气藏平面图

图例同图 10–2

表 10–48　王官屯油田地面原油性质表

层位	断块	密度 (g/cm^3)	粘度℃ (50℃) (mPa · s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)
沙一段下部	官 2	0.901	132.4	32	17.95	0.133	22.62
	官 3	0.960	4889	−13～14	5.59	0.225	38.16
孔一段	官 29	0.912	281.3	19	17.66	0.197	25.09
孔二段	官 68	0.873、	29.7	36	24.2	0.111	14.64

四、开发简况

王官屯油田自 1971 年发现，1975 年投入开发（表 10–51），到 1986 年底已有 17 年的勘探开发历史，大体分为 4 个阶段：

(1) 油田发现与详探阶段（1971～1974 年） 王官屯油田是在石油勘探史上二上孔店构造带时发现的，官 1 井在孔一段获得高产油流，从此打开了在孔店构造带红层中找油的新局面。继官 1 井之后，又在官 2 井的沙一段下部，官 3 井的沙一段下部和沙三段，官 29 井的孔一段发现了油气层，并获得了工业性油气流，控制了 4 个含油断块，发现了 3 套含油目的层。1974 年开始在已控制的 4 个含油断块上按基础井网（600～800 米井距）钻详探井，到 1975 年 6 月共钻井 44 口。

表 10-49 王官屯油田天然气性质表

层位	相对密度	甲烷 (%)	重烃 (%)	备注
沙一段下部	0.5756	96.35	0.67	气顶气
	0.7192	80.95	15.2	溶解气
沙三段	0.5772	95.47	1.93	气层气
孔一段	0.6791	84.21	12.19	溶解气
孔二段	0.6047	92.95	4.54	溶解气

表 10-50 王官屯油田油田水性质表

层位	断块	总矿化度 (mg／L)	氯离子含量 (mg／L)	水型	备注
沙一段下部	官 2	22491	13489	$CaCl_2$	
	官 3	10906	6040	$NaHCO_3$	
沙三段		15306	8830	$NaHCO_3$	
孔一段	官 29	19887	11846	$CaCl_2$	
孔二段		20864	1001	$NaHCO_3$	官 989 井孔$二_2$
		29298	17300	$CaCl_2$	官 63 井孔$二_4$

表 10-51 王官屯油田开发基础数据表

发现年代(a)	1971	饱和压力(MPa)	13.24(孔一)
投产时间(a)	1975	地层温度(℃)	77.2
投注时间(a)	1976	地层原油粘度(mPa · s)	4.54
开采层位	下第三系沙河街组、孔店组	井距(m)	300
单井平均有效厚度(m)	17.1	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	21.09	生产井井数(口)	49
压力系数	0.99	注水井井数(口)	9

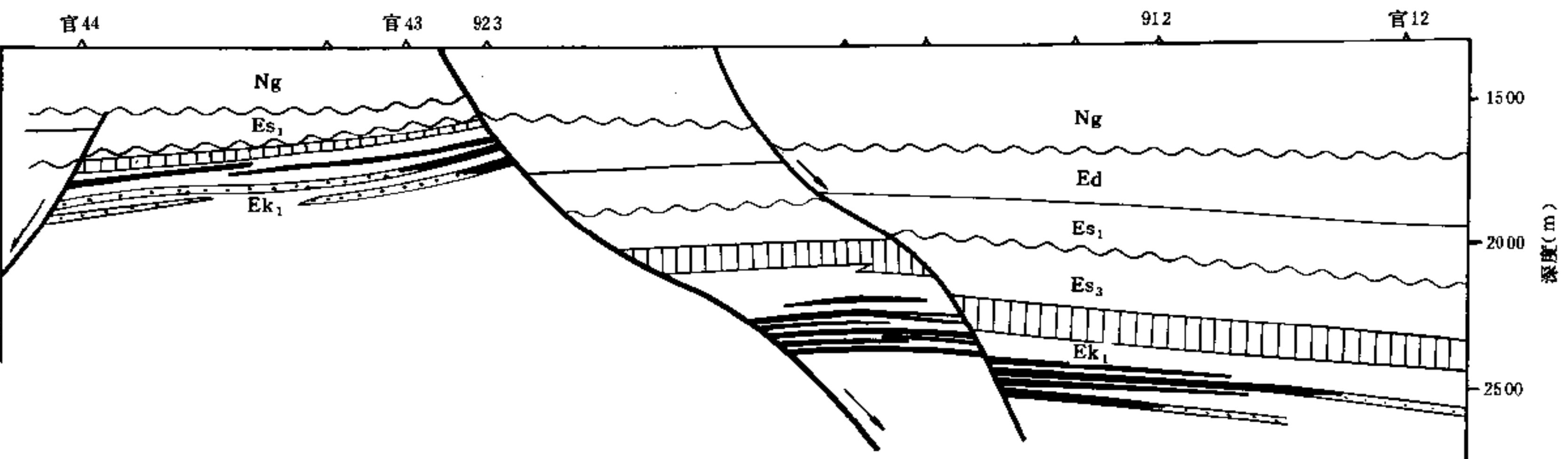


图 10—43 工官屯油田孔一段油气藏剖面图

图例同图 10—7

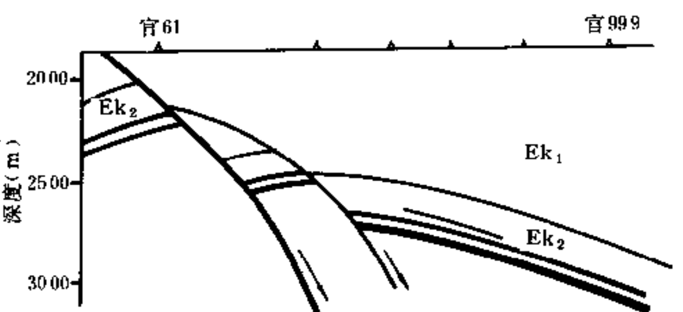


图 10—44 王官屯油田孔二段油气藏剖面图

图例同图 10—7

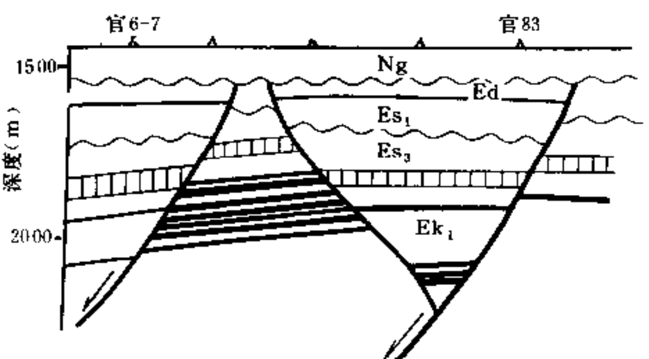


图 10—45 王官屯油田官 80 断块油气藏剖面图

图例同图 10—7

(2) 开发试验阶段（1975～1979年） 1975年7月完钻的详探井陆续投产，进行开发试验。由于按基础井网投入开发，井距较大，对地下认识不清，注采系统不完善，地面工程不配套等原因，油井不能稳产。到1976年12月单井日产油量下降了72%，到1979年底油田日产量下降到历史上的最低水平。

(3) 油田全面开发及调整阶段（1980～1981年） 1980年在对地下情况再认识的基础上，以断块为单元加密井距，完善井网。在认识地下的同时，进行地面工程配套，开始注水，油田产量开始回升。在此期间，水力活塞泵和电力潜油泵的应用，对提高油井产量取得了较好的效果。

(4) 进行二次勘探阶段（1982～1986年） 王官屯油田自1982年开始进行二次勘探，在开发区的外围加密地震测线，重新落实断层和构造，精选有利的断块再打探井。从而发现了新的含油断块和新的含油层位，扩大了油田面积，增加了石油地质储量，为油田稳产接替创造了条件，使原油产量不断增加。

1982年6月在孔东断层下降侧，官3井断块以东新钻的官63井发现了孔一段和孔二段的油层，并获工业油流，使油田范围向东北方向扩大。1984年又在孔东断层的上升侧官43井断块的西南官80井发现了孔一段的高产厚油层，扩大了含油面积。

第十节 小集油田

小集油田位于河北省南皮县境内。该油田是1975年6月发现的，官28井是第一口出油井，射开孔一段油层2层21.2米，无油嘴日产原油102吨，不含水。1982年该油田投入开发。截至1986年底共有完钻井75口，其中取芯井10口，取芯进尺618.18米，取出岩芯545.77米，各类含油显示砂岩总长318.56米；采油井25口，采出程度2.34%。

钻井揭露的地层自上而下有第四系平原组，上第三系明化镇组、馆陶组，下第三系东营组、沙河街组、孔店组。主要含油层是孔一段，为河流冲积扇—膏盐湖沉积体系，根据沉积旋回和岩性特点划分为6个油层组，自上而下为枣0、枣Ⅰ、枣Ⅱ、枣Ⅲ、枣Ⅳ、枣Ⅴ油组。枣Ⅱ、Ⅲ油组为河流冲积扇发育期的沉积，沉积物以砂岩、含砾砂岩以及砂砾岩为主，形成了良好的储集层。枣Ⅰ油组为河流冲积扇衰退期的沉积，沉积物以红色夹灰绿色泥岩为主。枣0油组沉积时为膏盐湖环境，沉积了厚达200米的泥膏盐及硬石膏，枣0加枣Ⅰ油组总厚度达300多米的泥岩及硬石膏，成为良好的盖层。孔二段为深湖—半深湖沉积，以深灰色或黑色泥岩为主，并夹薄层油页岩，是有利的生油层。

一、构造位置及圈闭

小集油田是一个受北东向断层控制的断鼻构造（图10-46），其区域构造位置在黄骅坳陷南部小集断裂构造带。自北向南倾没，倾角5°～10°，闭合高度200米，构造面积25平方公里。油田内发育着北东向和北西向两组正断层，共16条，其中北东向断层8条，具有断距大（枣Ⅲ油组顶界断距100～400米），延伸距离远（4～6公里）、活动时间长等特点，是控制构造和油气富集的主要断层。938井断层和978井断层所夹持的地垒块，是小集油田内含油最富集的断块。北西向断层断距小（20～100米），延伸距离短（小于1公里），但其切割油层，不同程度地破坏了油层的连通关系。

二、储集层

1. 油层分布

含油层位是孔一段，划分为6个油组，油层集中分布的枣Ⅱ、Ⅲ油组又细分为5个小层(图10–47)，其中枣Ⅱ$_2$，枣Ⅲ$_1$和枣Ⅲ$_2$3个小层，油层厚度大，分布范围广，控制储量多，油层产量高，是油田生产的主力层。

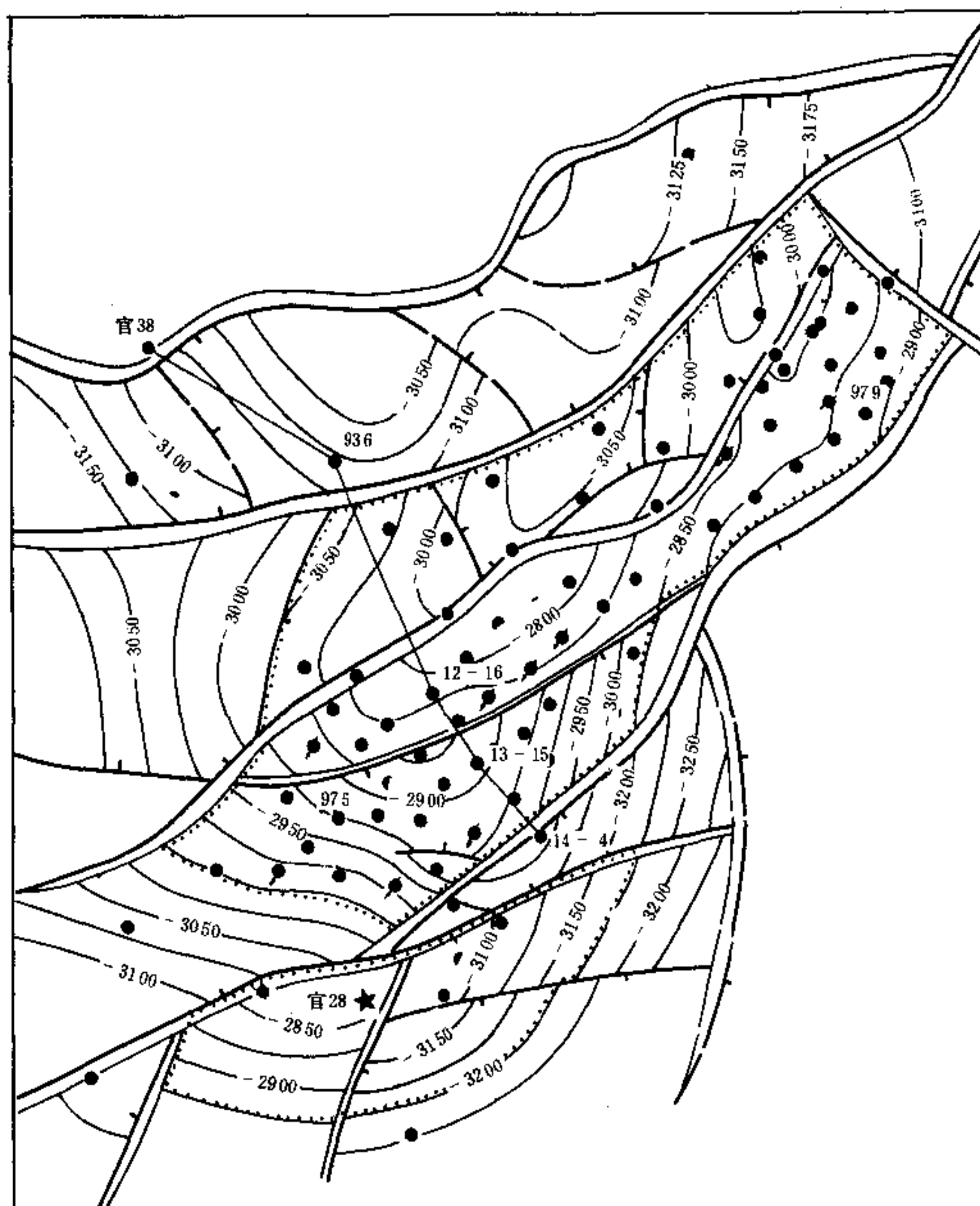


图10–46 小集油田构造图

图例同图10–2

在纵向上，油层集中分布在枣Ⅲ油组和枣Ⅱ油组的下部，含油井段长200米。油层厚度大，据68口井的统计资料，单井平均油层有效厚度38米，单井最大油层有效厚度82.6米。

在平面上，油层分布稳定，连通性好，连通厚度达90%。油层的发育程度与断块和砂

体关系密切。地垒断块油层厚度大，单井油层有效厚度在 40 米以上，两侧的低断块油层变薄，单井油层有效厚度在 20 米左右。由于受砂体的影响，油层厚度自东向西由厚变薄。地垒断块的东高点单井平均油层有效厚度为 67.2 米，西高点单井平均油层有效厚度为 41.2 米。

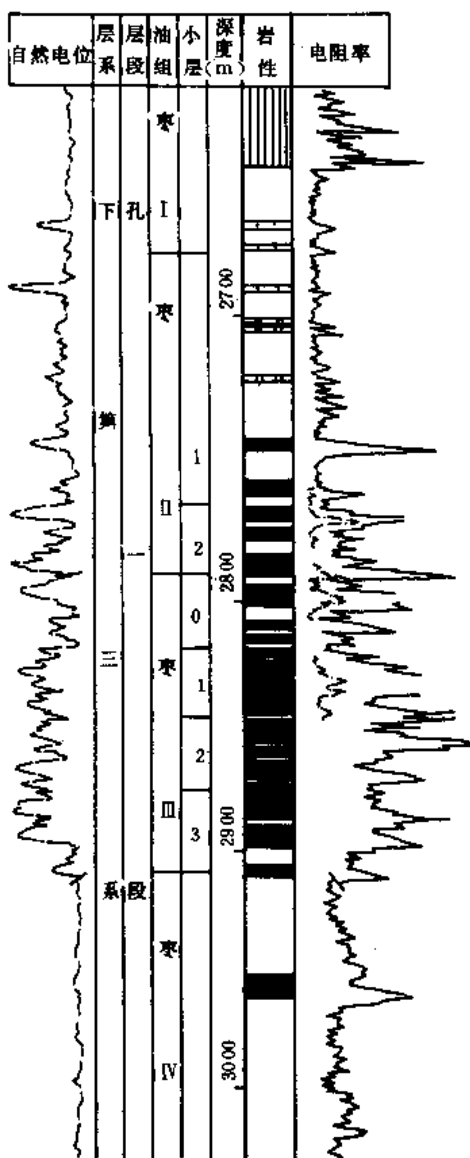


图 10–47　小集油田油层柱状图

图例同图 10–7

2. 储集层物性特征

岩性以细砂岩为主，粒度中值为 0.111～0.232 毫米，碎屑成分有石英（20～48%）、长石（30～60%）、岩屑（15～20%），胶结物为泥质和钙质。粘土矿物有蒙脱石、伊利石等，充填在孔隙之中或包围在颗粒周围。

成岩后生作用较强，压溶、交代、重结晶、溶解及充填等作用，使原生孔隙受到程度不同的破坏，同时形成了次生孔隙。储油空间以次生孔隙为主。主要孔隙类型有溶蚀孔隙、晶间孔隙和粒间孔隙。

油层孔隙度和空气渗透率值较低，根据岩芯化验分析资料统计，孔隙度为 15.0～17.0%，空气渗透率 0.0197～0.128 二次方微米。利用压汞法分析的孔隙半径中值为 2～12 微米（表 10–52）。

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

小集油田主力油层枣Ⅲ油组受构造和断层两种因素所控制，属于断层遮挡的鼻状构造油气藏（图 10–46，10–48）。油层分布与构造的关系密切，构造顶部油层厚，翼部油层薄。由于断层的封隔作用，各断块的油水界面深度不同，最高的油水界面为–2900 米，最低的油水界面为–3175 米。在 978 井断层下降盘，枣Ⅲ油组砂层位于油水界面以下，因此不含油。在同一断块内，油水界面东高西低。

枣Ⅱ油组与枣Ⅲ油组是同一油水系统，枣Ⅱ油组岩性变化较大，油层稳定性不如枣Ⅲ油组，在鼻状构造两翼出现砂岩尖灭带。

2. 流体性质

(1) 原油性质　据原油分析资料统计，原油性质较差，属于高凝油。地面原油密度 0.8762～0.9168 克／厘米^3，原油粘度（50℃）为 13.45～1247.31 毫帕秒，一般在 100 毫帕秒左右，凝固点为 36～44℃，含蜡量 15～32%，含胶质加沥青质 21.72～38.43%，含硫量 0.0592～0.1738%。地面原油性质在平面上的变化是地垒断块好，低断块差，构造顶部好、翼部差。在纵向上不同油组的原油性质差异不大。

通过 6 口井的高压物性取样分析，获得地层条件下的原油粘度为 3.64 毫帕秒，原油密度为 0.7618 克／厘米^3，原油体积系数 1.2025。

(2) 天然气性质　小集油田无纯气层，溶解气也较少，根据 18 口井的气分析资料统计，石油溶解气相对密度为 0.6825，甲烷含量 82%，重烃含量 15%。

(3) 地层水性质　孔一段地层水为氯化钙型，总矿化度 30000～48000 毫克／升，氯离子含量 16000～24000 毫克／升。

表 10-52　小集构造油层物性统计表

层位	孔隙度 (%)	空气渗透率 (μm^2)	孔隙半径中值 (μm)	粒度中值 (μm)
枣Ⅱ	$103\frac{21.2}{11.2}17.0$[①]	$103\frac{1.203}{0.0003}0.128$	2～5	0.16
枣Ⅲ	$587\frac{20.3}{6.8}15.7$	$583\frac{0.866}{0.0001}0.081$	3～12	0.18
枣Ⅳ	$82\frac{20.7}{6.3}15.0$	$82\frac{0.526}{0.0002}0.0197$		0.13

①表内数据表示：样品数$\frac{最大值}{最小值}$平均值。

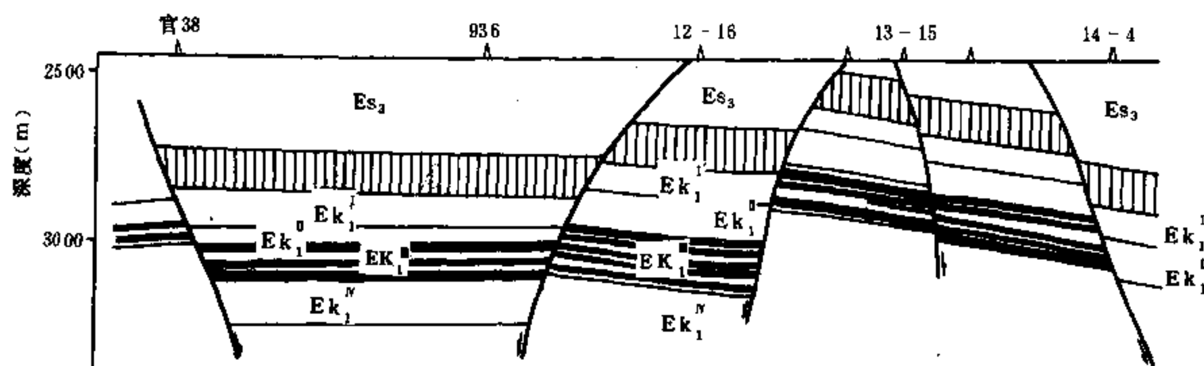


图 10-48　小集油田孔一段油气藏剖面图

图例同图 10-7

四、开发简况

小集油田自 1975 年开始钻探，当年发现了官 28 和官 935 两个含油断块，到 1980 年又发现了官 975 和官 938 两个富集高产块，1981 年对这两个断块进行详探评价，当年钻详探井 5 口，落实了构造和油层分布情况。1982 年采用 300 米正方形井网，五点法面积注水方式投入开发。构造顶部油层厚度大，划分为两套开发层系，即枣Ⅱ油组和枣Ⅲ油组分采，构

造翼部油层变薄，将枣Ⅱ和枣Ⅲ油组作为一套层系开发。1983年4月开始注水（表10-53）。

表10-53 小集油田开发基础数据表

发现年代(a)	1975	饱和压力(MPa)	11.87
投产时间(a)	1982	地层温度(℃)	112.5
投注时间(a)	1983	地层原油粘度(mPa·s)	4.05
开采层位	下第三系孔一段	井距(m)	300
单井平均有效厚度(m)	30.2	注水方式	点状面积
原始油层压力(MPa)	31.55	生产井井数(口)	25
压力系数	1.08	注水井井数(口)	10

1982年在开发官975断块的同时继续对外围断块进行勘探，又发现了官979高产断块，使油田面积逐年扩大，石油储量和原油产量逐年增加，成为大港的高产油田之一。概括起来小集油田的开采特点为：

(1) 油层天然能量不足，投产初期压力产量下降快，自喷期短　枣Ⅱ、Ⅲ油组原始地层压力为31.55兆帕，压力系数1.08，溶解气油比为56米^3／吨，边水不活跃，因此天然能量不足。据试采资料分析，油井弹性产率较低，为1469～5061吨／兆帕，据统计投产初期产油量月递减高达12%。油井自喷期为1～5个月，停喷压力在20.59兆帕左右。官938断块一套井网投注前油层总压降达6.87兆帕以上。

(2) 油层连通好，注水后效果明显　油层连通厚度占总厚度的80～90%。1983年4月开始注水后，小12-5井注水取得了明显的效果，注水两个月一线受益井即见效，小11-5井日产油增加了3.5吨，一年后该井日产原油从注水见效前的77.9吨上升到108吨，日产油增加了30.1吨，流压由22.26兆帕上升到24.09兆帕。1984年油田开始全面注水，油田日产水平及压力已开始回升。

(3) 电动潜油泵对油井增产效果明显　1985年小集油田先后在9口井下电动潜油泵，油井产量显著增加，单井每天增产原油28～110吨。

第十一节　高尚堡油田

高尚堡油田位于河北省唐山地区，南面近临渤海。区域构造位置属于黄骅坳陷北部，南堡凹陷的北翼，高柳构造带的西段。

高尚堡构造于1964年开始进行勘探，通过地震详查，基本落实构造形态之后，于1979年开始钻探，当年8月在南27井首获工业油流。该井在沙三$_3$高Ⅱ油组，由电测解释可疑油层一层2.8米，13毫米油嘴试油，日产油28.5吨，气586立方米，水118立方米。从此打开了在高尚堡构造找油的新局面。1980年在高尚堡构造的南翼高9井发现了沙三段的油层，经测试获得了日产原油87吨，天然气31555立方米的高产油气流。相继又发现了明化

镇、馆陶组以及东营组的油气层，为把高尚堡建成一个较大规模的油田奠定了基础。

截至 1986 年底，该潜山构造带共打探井 73 口，获工业油流井 39 口，其中取芯井 30 口，取芯进尺 1285.47 米，芯长 1178.63 米，收获率为 91.7%。

一、构造位置及圈闭

高尚堡构造为一长期发育的背斜。构造形成始于渐新世早期（沙三段沉积初期），定型于渐新世末期（东营组沉积末）。在构造发育过程中，断裂活动频繁而强烈，形成了以北西向和北东向为主的两组断层。北西向断层活动时间长、断距大、延伸远，对沉积和油气分布有控制作用。

沙三$_3$顶界构造为断层复杂化的背斜（图 10—49），构造轴呈北西—南东向延伸，平行构造轴向的高尚堡主断层和高北断层把背斜切割成 3 部分：即中央地垒块、北坡断鼻带和南翼

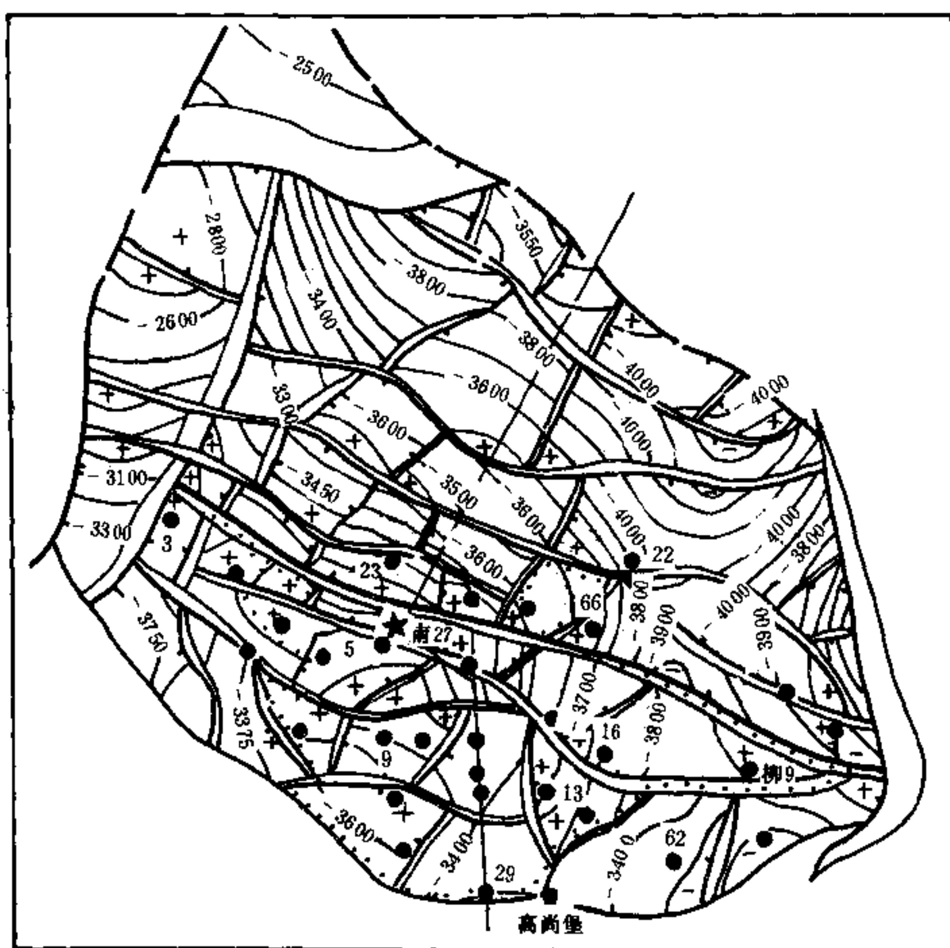


图 10—49　高尚堡油田沙三$_3$顶界构造图

图例同图 10—2

斜坡。中央地垒块，长 13 公里、宽 3 公里，面积约 40 平方公里，由 21 个断块组成；已钻探 17 个断块，其中 15 个断块含油，打井 24 口，其中 16 口井获工业油流。北坡断鼻带，系高北断层下降侧，由 3 排断鼻（17 个断块）组成，面积 36 平方公里；已钻探 4 个断块，打探井 4 口（高 19、高 22、高 23、高 26），其中高 19 井获工业油流，高 22 井和高 26 井为低

产油流，高23井试油出水。南翼斜坡，系高尚堡断层下降盘，沙三段埋藏深，钻井尚未揭开。

沙二$_1$为断鼻构造（指沙三$_3$中央地垒块的南半部分），被断层切成10个断块（图10–50），已钻探6个断块，其中2个断块沙三$_1$含油，于1987年投入开发。

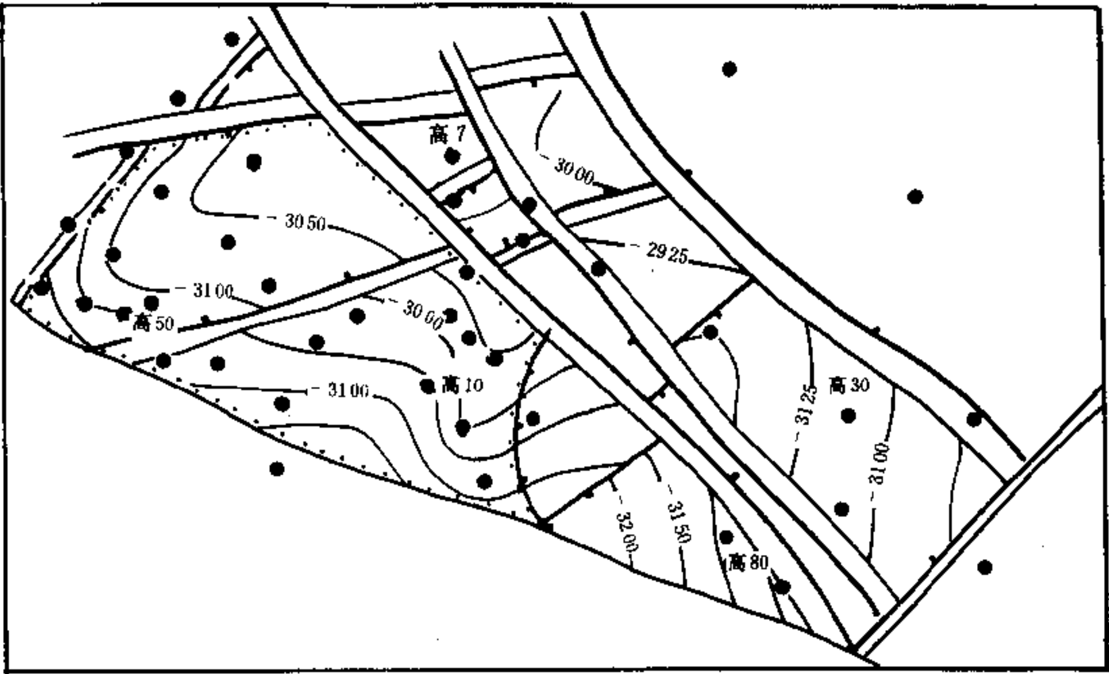


图10–50　高尚堡油田沙三$_1$Ⅱ油组顶界构造图

图例同图10–2

上第三系馆陶组顶界构造为逆牵引背斜，主要受高尚堡主断层所控制，构造轴呈北西向延伸，被两条近东西走向的正断层切成3大块，自北向南阶阶陷落（图10–51）。明化镇组、馆陶组的油层受逆牵引背斜和近东西向正断层的控制，主要分布在低断块的构造高部位。

二、储集层

钻井揭露的地层自上而下有第四系，上第三系明化镇组、馆陶组，下第三系东营组、沙河街组。目前已发现5套含油层系，自下而上有沙三段、沙二段、沙一段、东营组及馆陶—明化镇组。主力油层是沙三段。根据剖面特点又将沙三段划分为5个亚段，自上而下为：沙三$_1$、沙三$_2$、沙三$_3$、沙三$_4$、沙三$_5$（图10–52）。油层主要分布在沙三$_1$和沙三$_3$，沙三$_1$划分2个油层组；沙三$_3$划分4个油层组（见表10–54）。

表10–54　高尚堡油田沙三段层组划分表

层段	沙三$_1$		沙三$_2$	沙三$_3$			
油组	沙三$_1$Ⅰ	沙三$_1$Ⅱ	高Ⅰ	高Ⅱ	高Ⅲ	高Ⅳ	高Ⅴ

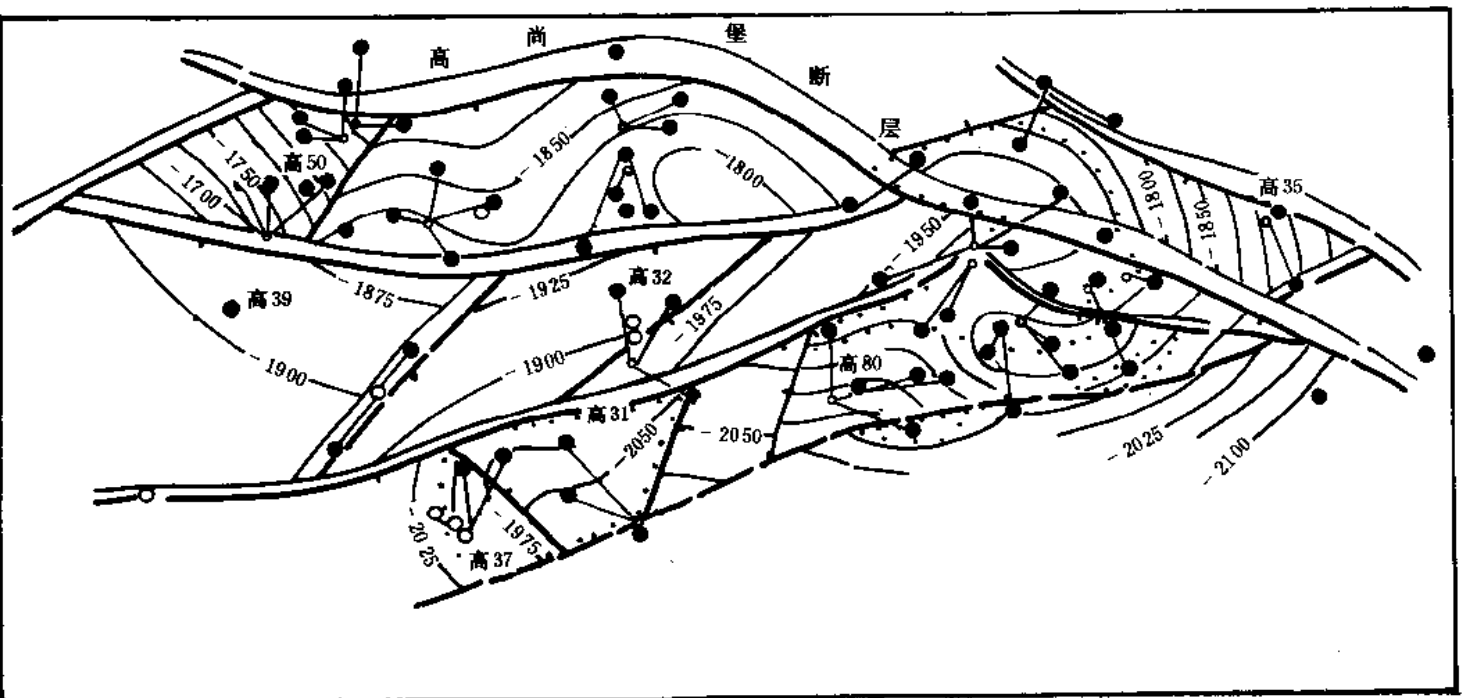


图 10—51　高尚堡油田馆陶组顶界构造图

图例同图 10—2

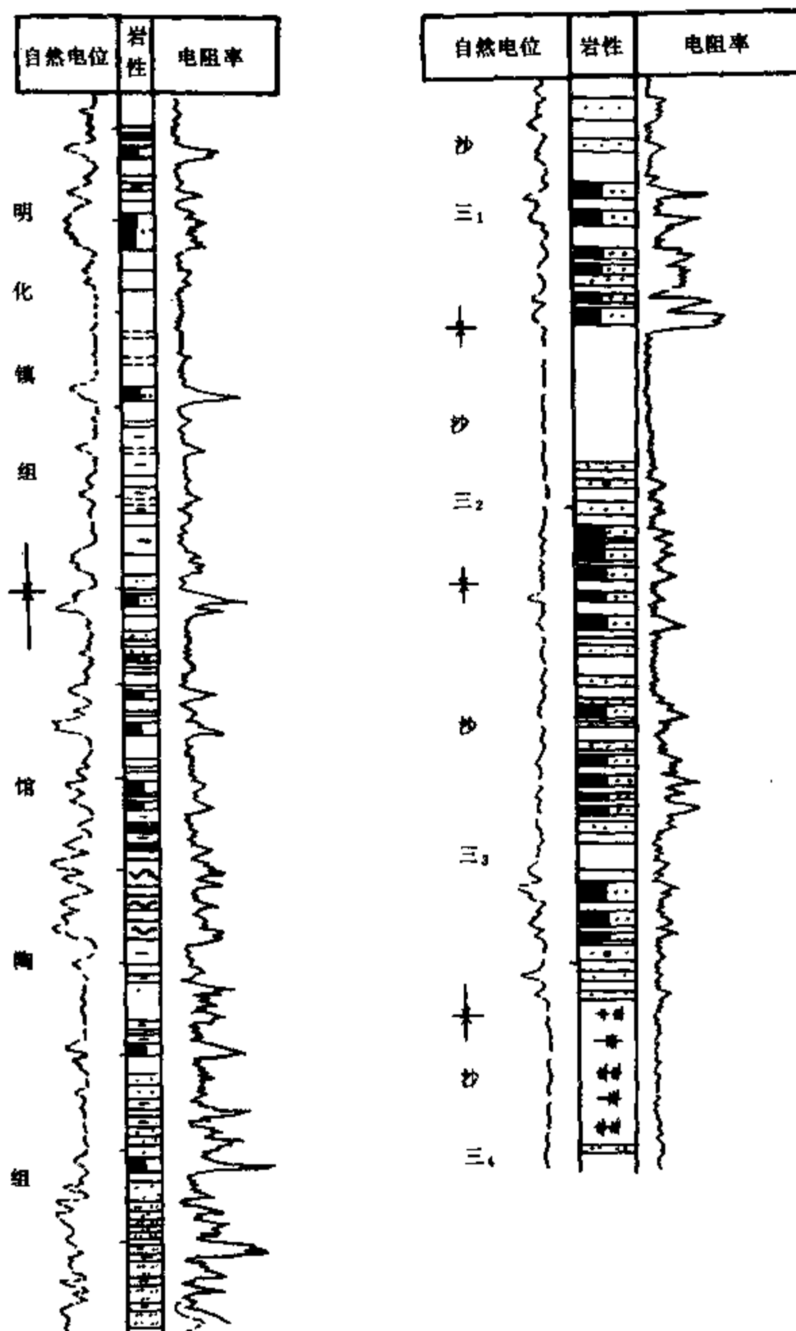


图 10—52　高尚堡油田油层柱状图

图例同图 10-3,10-7

沙三段储油层为近物源浊流沉积，东营组储油层为三角洲沉积，高尚堡构造南翼发育的三角洲前缘砂是良好的储集层。上第三系馆陶—明化镇组为河流相，馆陶组属网状河沉积，储油层主要是河道砂体，明化镇组属曲流河沉积，储油层为点坝砂体。

高尚堡油田的储集层有多种沉积类型，油层物性各不相同。

沙三$_3$油层为含砾中—粗砂岩和中—细砂岩，颗粒分选差，磨圆度差，为次棱角状，岩

石非均质严重，以泥质胶结为主。油层有效孔隙度为16～22%，空气渗透率0.045～0.777二次方微米。

沙三$_1$和沙一段下部油层为细砂岩及含砾的中—细砂岩，碎屑成分中石英占22～35%，长石占28～47%，岩屑占25%左右，胶结物为泥质和钙质，泥质含量约占6.5%，钙质含量约占7%。油层有效孔隙度为13.5～18.1%，空气渗透率为0.05～0.354二次方微米。

上第三系馆陶—明化镇组油层为含砾中—细砂岩，碎屑成分中石英占26～46%，长石占35～57%，岩屑占11～24%，胶结物为泥质，占7～11%。油层有效孔隙度为28.9～30.9%，空气渗透率0.949～1.446二次方微米。

三、油气藏类型及流体性质

1. 油气藏类型

从下第三系沙三段至上第三系馆陶—明化镇组，长期的构造运动，多次的断裂活动以及沉积环境的变迁，使高尚堡油田形成了多种圈闭和各式各样的油气藏类型。经综合研究认为，沙三$_3$至沙三$_5$主要为断块油气藏（图10—49），沙三$_1$和沙一段下部为断鼻油气藏和断块油气藏，上第三系馆陶组、明化镇组以逆牵引背斜油气藏为主，此外还有岩性油气藏（图10—53）。

2. 流体性质

（1）原油性质　高尚堡油田下第三系原油性质具有“四低两高”特点，即地面原油密度低、粘度低、胶质沥青质含量低、含硫量低，凝固点高、含蜡量高；上第三系油气藏原油性质则具有“四高两低”特点：即密度高、粘度高、胶质沥青质含量高、含硫量高，凝固点低、含蜡量低（表10—55）。

表10—55　高尚堡油田原油性质表

层位	密度 (g／cm^3)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	含胶质沥青质 (%)
明下段	0.9214	73.85	−26	6.6	0.1617	26.97
馆陶组	0.8733	12.29	−21～−34	12.48	0.0945	17.77
东一段	0.8328	3.87	20.5	14.49	0.0828	10.97
东三段	0.8321	4.24	28	19.72	0.0449	8.6
沙一上	0.8336	3.54	27	16.19	0.0537	<3
沙一下	0.8304	6.3	34.5	16.12	0.0640	11.29
沙三$_1$	0.8251	8.44	34	28.92	0.0831	9.91
沙三$_{2+3}$	0.8595	18.38	33	17.68	0.1120	20.12

（2）天然气性质　该油田纯气层很少，原油中溶解气的性质随层位变新从深到浅相对密度由大变小，甲烷含量增高，重烃含量减少（表10—56）。

（3）地层水性质　第三系地层水均为重碳酸钠型，总矿化度普遍较低（表10—57）。

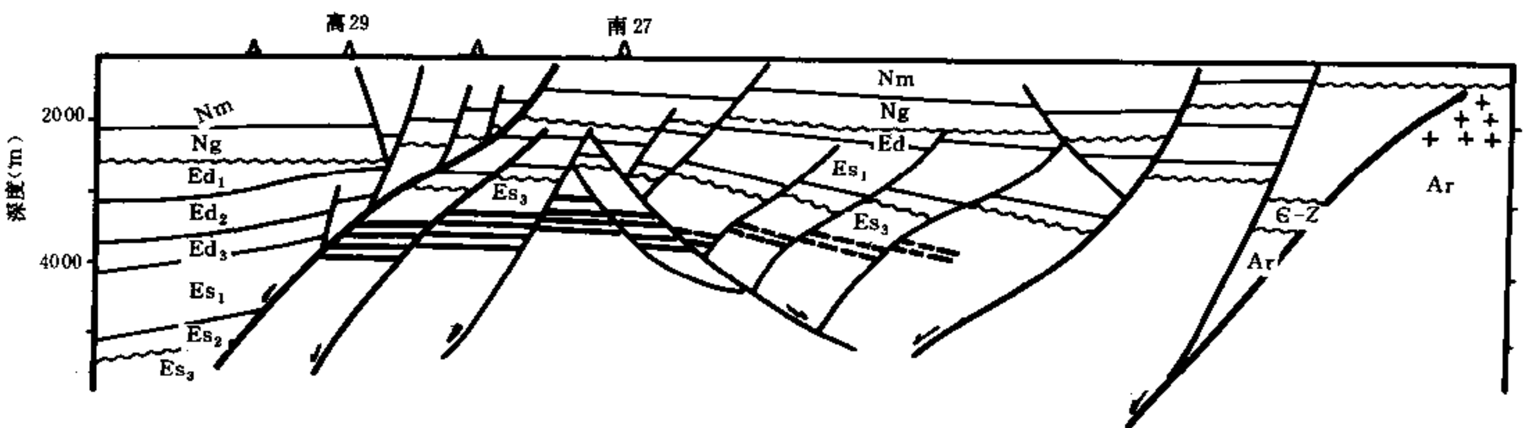


图 10—53 高尚堡油田油气藏剖面图

图例同图 10—7

表 10-56　高尚堡油田天然气性质表

层位	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	CO_2+H_2S (%)
明下段	0.5672	97.47	1.58	0.08	0.43
馆陶组	0.6032	93.18	2.41	1.27	0.16
东一段	0.6245	90.95	4.2	2.43	0.28
东三段	0.5994	93.55	4.19	1.74	0.05
沙一上	0.6565	87.09	5.76	3.4	0.71
沙一下	0.6627	87.53	4.47	2.81	0.13
沙三$_1$	0.8041	74.61	7.98	7.77	0.48
沙三$_{2+3}$	0.7651	75.75	8.26	7.29	0.25

表 10-57　地层水性质表

层位	明下段	馆陶组	东一段	东三段	沙一上	沙一下	沙三$_1$	沙三$_3$
总矿化度 (mg／L)	1301	3091	4124	7788	6592	5186	3462	4851
氯根 (mg／L)	218	750	585	2579	337	851	390	1091

四、开发简况

高尚堡油田自 1982 年至 1985 年进行了油气藏评价，先后投入 11 口探井试采，并在沙三$_3$及沙二段油层分别开辟了高 5、高 9 两个试验井组，共钻井 9 口，通过该阶段试采对不同层位，不同区块的油气藏性质、生产特点加深了认识。

1986 年开始进入产能建设阶段，根据已探明的三级储量首先开发浅层。分为馆陶及沙二、沙三$_1$两套井网，馆陶组油层采用 325 米正方形井网，利用边、底水能量开发，共完钻 18 口井，采油井 13 口，平均日产能力 6.8 吨，年产油量 2.47 万吨。沙二、沙三$_1$组油层采用正方形 325 米井网，五点法面积注水开发，设计总井数 19 口，其中油井 10 口，注水井 9 口，平均单井日产能力 8.7 吨，年产能力 2.48 万吨。此外对零星分布的东营、沙一段油层则作为挖潜接替层。

1987 年开始了深层开发，选择相对富集断块（高 13、高 30），沙三$_3$Ⅰ、Ⅱ油组采用 325 米三角形井网不规则面积注水。单井日产能力 30 吨，总日产 300 吨，年生产能力 11.7 万吨。上述各开发层系的生产特点归纳如下：

1. 沙三$_3$油气藏

12 口试采井中有 11 口能自喷，平均自喷期为 126 天，自喷期最长达 330 天（高 13

井)，最短 20 天（高 5 井)。沙三$_3$油层的试采特点是:

(1) 油层能量低，油井停喷压力高　沙三$_3$是封闭性的断块油气藏，边水不活跃，油层天然能量不足，平均压力系数为 1.08。油井自喷期短，停喷压力高，据 6 口井的资料统计，油井停喷流压为 26.28 兆帕，高于油层饱和压力 16.18 兆帕。

(2) 油层压力下降快，原油产量递减快　由于油层天然能量不足，压力普遍下降快，产量递减迅速。根据 11 口井的资料统计，平均月压降 1.92 兆帕，最小月压降 0.74 兆帕，最大月压降 5.82 兆帕，原油产量平均月递减 55%。

2. 沙三$_1$—沙一段下部油气藏

4 口试采井（高 9、32、36、50 井）投产初期都能自喷，平均单井日产原油 43.5 吨，初期产量较高，但是自喷期短，压力下降快，产量递减快。自喷期最长 177 天，最短 17 天，平均 62 天；产量平均月递减 25.4%，平均月压降 0.79 兆帕。

3. 馆陶—明化镇组油气藏

据 4 口试采井（高 31、57、37、36 井）资料分析，油层开采特点是:

(1) 与中、深层油气藏比较自喷期较长，生产压差小，每米采油指数高　4 口试采井平均自喷期为 205 天，是中、深层油气藏的 2～3 倍；平均生产压差 0.37 兆帕，每米采油指数 2.597 吨／兆帕天，是沙三$_3$油气藏的 2.8～3.1 倍。

(2) 无水采油期短，含水上升快　4 口试采井中有 2 口井从开始投产就含水，另外 2 口井无水采油期很短，高 36 井为 201 天，高 57 井只有 29 天，两口井平均月含水上升速度为 25.6%。

第十一章　黄骅坳陷资源预测及勘探方向

第一节　油气资源量预测

一、油气资源量的计算

计算油气资源量的方法很多。本区主要采用生油量法，作为总资源量计算的基本方法，同时试用了齐波夫定律法、勘探成效法以及直接生烃量法——蒂索法。这些方法都是建筑在地质、地球化学研究基础上，结合本盆地的勘探实践，并参考国内外高勘探程度盆地的经验参数而提出来的。

1. 生油量法

(1) 计算方法　在氯仿沥青"A"法基础上，根据中国东部主要含油气盆地直接生烃量研究所取得的原始生烃量与残烃量之间的关系，求得排烃系数，计算本区各类凹陷及各层段的原始生烃量。同时用蒙特卡洛技术，对各项参数进行随机抽样分析，取得不同风险度的资源量。

计算公式

$$Q_{残}=H\cdot S\cdot D\cdot A$$

$$Q_{总}=H\cdot S\cdot D\cdot A/(1+a)$$

$$Q_{排}=Q_{总}-Q_{残}\qquad Q_{聚}=Q_{排}\times K$$

式中 H ——有效生油岩厚度，米；

S ——有效生油岩面积，平方公里；

K ——聚集系数；

a ——排出系数；

A ——氯仿沥青"A"含量，%；

D ——岩石的密度，克／厘米^3；

$Q_{总}$ ——总生油量，10^8吨；

$Q_{残}$ ——残余生油量，10^8吨；

$Q_{聚}$ ——聚集量，10^8吨；

$Q_{排}$ ——排出量，10^8吨。

(2) 计算参数的选择与确定

1) 有效生油岩面积。指成油门限深度以下的生油岩分布范围。陆地部分的面积根据钻井资料结合地震资料确定，无地震资料则参照重力资料圈定。

2) 有效生油岩厚度。指生油门限以下的生油岩厚度。根据分凹陷分层系统计的平均生油岩厚度与最大有效生油岩厚度间的关系曲线，按最大生油岩厚度的一半作为有效生油岩厚度。海域部分根据地震资料提供的最大地层厚度，参照陆地部分统计的暗色泥岩与地层厚度之间的比例关系确定暗色泥岩厚度，并取其一半为有效生油岩厚度。

3) 氯仿沥青"A"值。分层分凹陷计算生油门限以下的生油层平均氯仿沥青"A"值。

4) 排烃系数与排聚系数。确定排烃系数取40%，排聚系数取9%，主要依据是：①统计国外11个高勘探程度含油盆地的排聚系数和中国东部六个主要含油气盆地直接生烃量计

算方法所确定的排烃系数，取其平均值当作黄骅盆地选取计算参数的根据；②根据本区用直接生烃量法计算的各凹陷原始生油量与残余烃量的关系，岐口、南堡、板桥三个凹陷的排出量大体为原始生油量的40%左右。

(3) 海陆资源量的分配　由于岐口、北塘、南堡三大凹陷横跨海陆。根据聚油区的概念，以凹陷中心分层确定聚油区，进而按油气运移方向确定海域和陆地各占面积和相应的比例，求得分配系数，然后分别计算海域和陆地的资源量。如岐口凹陷沙三段中心基本在海岸线一带，按聚油区面积海上占0.54，陆地占0.46。沙一中一东营组凹陷中心移至海域，按聚油区面积划分海上占0.7～0.8，陆地占0.2～0.3。

(4) 计算结果　据岐口、板桥、南堡、北塘、沧东、南皮等六个生油凹陷计算的结果，黄骅坳陷总生油量为536.27亿吨，陆地面积的生油量为210.32亿吨。按排出系数40%、排聚系数9%计算，陆地总资源量为23.77亿吨，天然气（气层气）1714亿立方米（表11-1）。

表11-1　黄骅坳陷生油量法资源量预测表

地区	凹陷	生油岩体积 (km³)	总生油量 (10^8t)	陆地生油量 (10^8t)	聚集量(10^8t)		备注
					总量	陆地	
北区	南堡	1604.44	117.49	44.3	10.58	5.15	天然气 $511\times10^8m^3$
	北塘	391.18	18.66	8.82	1.68	0.84	
	小计	1995.62	136.15	53.12	12.26	5.99	
中区	板桥	649.18	33.42	33.4	3.01	3.01	天然气 $239\times10^8m^3$
	岐口	3712.17	327.36	84.4	29.46	11.22	天然气 $813\times10^8m^3$
	小计	4361.35	360.78	117.8	32.47	14.23	
南区	沧东	135.78	14.0	14.0	1.26	1.26	
	南皮	260.20	25.34	25.4	2.29	2.29	
	小计	395.98	39.34	39.4	3.55	3.55	
合计		6752.95	536.27	210.32	48.28	23.77	气层气 $1714\times10^8m^3$

2. 齐波夫定律法

(1) 方法原理　齐波夫定律是美国人G.P.齐波夫于50年代初提出的，是一种广泛存在于自然界的概率分布模型。该定律就是把自然界离散的各个群体按次序排列；遵循“最大的是第二号的两倍一样大，是第三号的三倍一样大，依次类推”。使最大的秩为1，次大的秩为2……排列。则每个随机事件的秩与其大小乘积接近一个常数，其数学式为：

$$Q_m/Q_n=(\frac{n}{m})^K$$

Q_m、Q_n 即秩为 m、n 项的大小；m、n 分别为 Q_m、Q_n 的秩；K 为分布系数。

(2) 应用条件

1) 由于齐波夫定律是描述自然现象中某些离散型随机函数概率分布特征的，因此，它适合矿体或油田储量的预测；

2) 对于复式含油气区，则以具有相同的成油地质条件的凹陷为单元较为合适；

3) 预测远景储量，除以凹陷为计算单元外，同时划分出若干个独立的油田或油气藏；对独立性较差的油田则可把其相同生、储、运、聚条件的油田合并为独立的含油体；

4) 根据对某一凹陷油田含油规模的分析，确定已发现的最大油田，或者按油田秩序大小排列预测最大的油田。

(3) 计算单元的选择　运用该法计算资源量的关键是以下儿点：

1) 计算单元的划分。本区油气聚集以凹陷为单元，所以仍以每个凹陷为计算单元。根据对已发现的油田储量规模的分析，选出最大量级的油田，然后分凹陷按序排列已发现的不同级的油田，将各凹陷计算的结果累加作为黄骅坳陷总资源量。

2) 最大量级油田的确定。选取最大量级油田的原则：一是要求各自成为一个独立的含油体，它们具有同一供油、运移、聚油条件；二是根据地质条件分析在每个凹陷已发现的油田中确定是否为最大；三是对于勘探程度低的凹陷，则以预测的最大油田为依据，如果对已发现油田的凹陷中，认为最大量级的油田尚未发现时还可将现有最大的油田分别假设为秩1、2、3……（即第一大、第二大、第三大……）。并用齐波夫定律计算后，预测出各油田的储量。

3) 分布系数（K）值的确定。分布系数指矿体（或油田）按序排列的关系曲线，其斜率变化反映不同油田规模的分布状况。齐波夫定律是以 $K=1$ 为基础的。考虑到黄骅坳陷的油田属于较分散的中小型油田，K 值一般小于1，取 $K=1$、$K=0.9$ 两种系数分别计算，取所算资源量的范围值。

(4) 计算结果　见表11-2。

表11-2　黄骅坳陷齐波夫法资源量预测表

凹陷	预测资源(10^8t)	
	$K=0.9$	$K=1$
歧口	9.92	6.95
南堡	5.04	3.54
板桥	1.81	1.33
沧东、南皮	3.39	2.65
合计	20.16～14.47	

(5) 可信度分析　为了分析所计算的资源量的可信程度，我们作了检验类比分析，即选择勘探程度比较高的沧东、南皮凹陷，将其划分成5个油田和15个油气藏作为计算单元，分别用齐波夫法计算预测，并以不同秩的大小计算出它们的绝对误差、相对误差。以误差最

小秩（曲线拐点）计算的结果作为选取的预测资源量。结果是：以油田为计算单元时，取误差最小的秩 2 为最佳方案，预测总资源为 2.65 亿吨（表 11−3）。以油气藏为计算单元时，取误差最小的秩 3 为最佳方案，预测总资源量为 2.807 亿吨（表 11−4）。可以看出两种计算单元的资源量是比较接近的，说明计算结果比较可信。

表 11−3　黄骅南部以油田为单元齐波夫法估算结果表

项目＼秩	秩 1	秩 2	秩 3
已找到油田数	5	5	5
预测油田数	51	102	153
预测资源量(10^4t)	11495.8	26493.6	42822.5
均方差	222.28	78.91	92.57
相对误差	10	3.6	3.4
绝对误差	151.4	60.68	64.18

表 11−4　黄骅南部以油气藏为单元齐波夫法计算结果表

项目＼秩	秩 1	秩 2	秩 3
已找到油藏数	15	15	15
预测油藏数	43	86	129
预测资源量(10^4t)	7482.3	17328.9	28075.5
均方差	113.29	63.25	54.28
相对误差	4.73	3.13	2.3
绝对误差	51.89	32.78	24

3. 钻探成效法

该法是以盆地中已取得的钻探成果为基础的。统计历年来每米探井进尺与所获得的储量、不同时期每口探井所获得的地质储量，各作出关系曲线，推算最终储量（即指Ⅰ+Ⅱ+Ⅲ级储量）（图 11−1）。

4. 直接生烃量法——蒂索法

(1) 方法原理　根据石油有机生成的理论，石油和天然气的生成过程是由于岩石中的干酪根在热动力作用下遵循阿累尼乌斯方程反应而形成的。在反应过程中，干酪根的转化率受温度的影响要大于受时间因素的影响，二者是可以相互补偿的。因此有机物转化为油气的数量是地质历史的函数。该方法的主要目的是通过计算原始干酪根的含量进而算出较为准确的

原始生油气量。因此必须首先建立干酪根降解模型及不同历史时期的各种生成物数量。

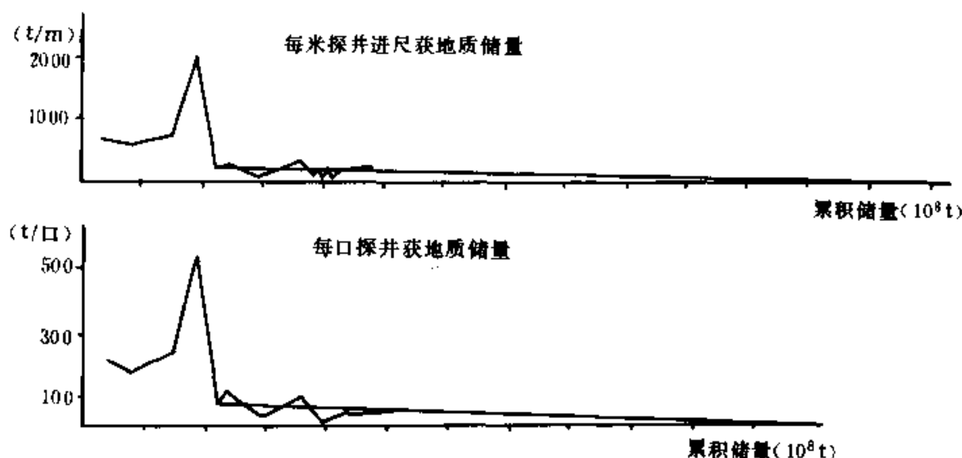


图 11-1　钻探成效法储量预测曲线

干酪根不是单一物质，其中含有多种具有不同活化能的键合物质。蒂索建立的反映多种物质平行反应的热降解方程组如下：

$$\frac{dX_i}{dt} = -K_1 i.X_i \quad ①$$

$$\frac{dU_j}{dt} = K_{2j} \cdot Y \quad ②$$

$$Y = \sum Y_i \quad ③$$

$$\sum X_{i0} + \sum Y_{i0} + \sum U_{jo} = \sum X_i + \sum Y_i + \sum U_j \quad ④$$

K_{1i} 和 K_{2j} 按阿累尼乌斯公式计算

$$K_{1i} = A_{1i}\text{EXP}(-\frac{E_{1i}}{RT}) \cdot K_{2j} = A_{2j}\text{EXP}(\frac{E_{2j}}{RT})$$

式中　i ——干酪根中不同键合物质的序号，i=1，……，6；

j ——生成的最终产物的序号，此处j=1；

t ——时间；

X_i ——t时刻干酪根中第i种物质的数量；

K ——反应速率；

A ——频率因子；

E ——活化能；

K、A、E 的第一个下标表示降解的阶段；

1——成油阶段；

2——成气阶段；

R——气体常数；

T——绝对温度；

Y——生油量；

U——生气量；

X_{io}、Y_{io}、U_{jo}——$t=0$ 时，干酪根中第 i 种物质、液态烃和气态烃物质的初值。

方程①是求解干酪根随时间 t 变化的函数值。方程②是求解干酪根降解产物转化为气的数量。方程③表示降解中间产物油的数量。方程④用于计算整个降解产物（油、气）的数量。

(2) 计算参数

1) 地质参数:

①地层年代。采用计算和分配时间的方法，即利用沉积压实模型恢复到原始地层厚度，再用堆积速率公式（$V=\frac{H}{t}$），计算出某沉积层厚度所经历的时间（$t_i=H_i/V$）。

式中 V——沉积速率；

H——地层厚度；

t——沉积时间；

i——某沉积层。

②地层厚度。采用砂、泥岩压实计算公式$H_o=\frac{(1-\Phi)}{(1-\Phi_o)}\cdot H$，求取原始埋深下的各段厚度。在海域则根据地震勘探资料，或重力与基岩埋深关系求出地层总厚，按沉积时间分配求得，并用类比法估计砂岩百分比，再利用压实模型计算某深度下的厚度。

式中 H_o——未压实的地层厚度，米；

H——地层厚度，米；

Φ——地层孔隙度，%；

Φ_o——地面孔隙度，%。

③生油岩厚度。据分层生油岩等厚图，按方格网读数。海域部分根据砂、泥岩百分比求得暗色泥岩厚度。

④地温梯度。鉴于本区今古地温的一致性。只求取今地温梯度:

$$T=T_o+G(H-H_o)$$

式中 T——地层温度，℃；

T_o——常温层温度，℃；

G——地温梯度，℃／100 米；

H——计算层深度，米；

H_o——常温层深度，米。

歧口凹陷的地温梯度为 3.6℃／100 米，板桥凹陷为 3.18℃／100 米，沧东、南皮凹陷

为3.36℃／100米，南堡、北塘凹陷为3.11℃／100米。

2）地球化学及动力学参数：

①生油潜量与活化能。生油潜量是指干酪根生成油气的最大潜力，取决于干酪根类型，可通过热解技术分析取得资料。本区采用中国东部的热解图版资料。不同类型的干酪根具有不同的活化能，故采用蒂索给出的不同类型干酪根活化能资料。Ⅱ型干酪根活化能为0.695。

②原始干酪根含量。首先根据残留有机碳恢复原始有机碳，再依据有机碳–干酪根转化系数（表11–5）求得原始干酪根含量。

表11–5　有机碳–干酪根转化系数①

阶段 \ 干酪根类型	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
成岩阶段	1.25	1.34	1.48
成熟阶段	1.20	1.19	1.18

①摘自陈子恩，1983年。

③残余有机碳。从生油岩分析中获得。海域部分缺少钻井资料则利用海相沉积物中的有机质含量与沉积速率关系式求得。

④不同类型干酪根生油、生气、裂解气门限，从计算模拟不同类型干酪根演化曲线中求取平均值，Ⅱ型干酪根转化率为20%、40%、80%分别作为生油门限、生气门限、裂解气门限。Ⅰ型干酪根转化率定为30%、50%、80%。

(3) 生油、气量计算结果

1）计算公式

$$Q=S\times H\times D\times C\times X_o\times Y$$

式中 S ——生油岩面积，平方公里；

H ——生油岩厚度，米；

D ——生油岩密度，亿吨／公里^2×米；

C ——原始干酪根含量，毫克／克；

X_o——干酪根生油潜量，毫克／克；

Y ——油、气降解率，%。

2）生油、气量计算结果。对黄骅坳陷6个生油凹陷分8套生油层系，11个地质时期进行了计算机模拟（表11–6）。总生油量为391.98亿吨，总聚油量为39.2亿吨；其中陆地部分的生油量为185.66亿吨，聚油量为18.57亿吨。总生气量为776018.95亿立方米，总聚气量为11573.47亿立方米（其中气层气7806.52亿立方米）；陆地部分的生气量为164953.85亿立方米，聚气量为3654.29亿立方米（其中气层气为1714.1亿立方米）。据资源预测结果0～5米水深线范围内聚气量为4667.75亿立方米（其中气层气为3726.75亿立方米）。

表 11-6　黄骅坳陷蒂索法油气资源量预测表

地区	凹陷	石油资源量			天然气资源量		
		总生油量 (10^8t)	陆地生油量 (10^8t)	陆地聚油量 (10^8t)	总生气量 (10^8m^3)	陆地生气量 (10^8m^3)	陆地聚气量 (10^8m^3)
北区	南堡	93.54	30.10	3.01	446006.7	51354.1	722.13
	北塘	14.65	1.09	1.01	1025.0	1025.0	80.24
	小计	108.19	40.19	4.02	447031.7	52379.10	802.37
中区	板桥	27.14	27.14	2.71	16576.79	16576.79	862.60
	歧口	196.79	58.47	5.85	298475.9	82063.4	1544.57
	小计	223.93	85.61	8.56	315052.69	98640.09	2407.17
南区	沧东	27.59	27.59	2.76	13628.47	13628.47	245.98
	南皮	32.27	32.27	3.23	306.09	306.09	199.17
	小计	59.86	59.86	5.99	13934.56	13934.56	444.75
合计		391.98	185.66	18.57	776018.95	164953.85	3654.29

5. 各种计算方法的综合对比

1）生油量法是我国各含油气盆地普遍采用的一种基本方法，也是一种目前较为成熟、便于相互对比的方法。此次计算又引进了直接生烃量与残烃量的关系来推算原始生油量，结果更趋于合理。所以将该方法作为估算本区总资源量的基础。

2）用直接生烃量——蒂索法计算出的陆地生油量、聚集量与用生油量法计算的结果大致相近，仅黄骅南区两者差异较大，该结果可参考使用。天然气生成量及海域的生油、生气量可以此法计算的结果为依据。

3）齐波夫定律法与钻探成效法，是建筑在多年钻探取得的实际成果基础上，推算最终油气资源量的。因此这两种方法预测的资源量一般比较实际，把握性较大。

四种方法综合对比结果，黄骅坳陷预测油气总资源为 14～23.7 亿吨。下限值 14 亿吨为较有把握的量，上限值 23.7 亿吨为远景资源量。详见表 11—7。

二、圈闭法资源量预测

1. 局部圈闭钻探情况

截至 1984 年 10 月在黄骅坳陷已发现第三系各类圈闭共有 278 个，总圈闭面积 2410 平方公里，其中中区、北区背斜型圈闭较多，中区和南区断鼻型圈闭较多，地层、岩性圈闭目前以中区歧口凹陷分布较多。详见表 11—8。

在 278 个圈闭中，已钻探的圈闭有 166 个，其中已成为油田的 14 个，获工业性油气流的圈闭 82 个，见油或油气显示的圈闭 29 个，无显示的圈闭 30 个，未钻探的圈闭 112 个。钻探圈闭的成功率为 58%～65%。

2. 预测圈闭的范围

1）截至1984年10月底，已发现的第三系各类局部圈闭，除已探明储量者外，均为评价预测对象；

2）埋深大于4100米的圈闭未作为此次预测对象；

3）周边新凹陷中已发现的圈闭未列入预测对象；

4）对圈闭面积小于1平方公里，已钻探无显示者不再进行预测；

5）远离有效生油区，目前认为不具备成油条件的圈闭一般未列入预测对象。

据上述条件，本区共评价圈闭155个，圈闭面积1511平方公里。其中北区预测圈闭42个，圈闭面积583平方公里；中区预测圈闭64个，圈闭面积572平方公里；南区预测圈闭49个，圈闭面积356平方公里。

表11-7 黄骅坳陷各种方法预测资源量表

资源量 / 计算方法	预测资源量 (10^8t)
生油量法	23.7
蒂索法	18.57~25.55 (气1714×10^8m^3)
齐波夫法	14.47~20.1
钻探成效	11~14
综合结果	14~23.7 (气1714×10^8m^3)

表11-8 黄骅坳陷分区圈闭类型分布表

地区类型	背斜型	断鼻型	断块型	地层岩性型	合计	%
北区	23	18	22	1	64	23
中区	22	55	23	21	121	43
南区	15	53	25	0	93	33
合计	60	126	70	22	278	
%	22	45	25	8		

3. 圈闭评价方法与计算参数的选择

（1）圈闭评价方法　圈闭体积法是一种常规而较为可靠的预测资源量方法。它是以各类局部圈闭为评价预测基本单元。圈闭评价力求回答两个问题：一是圈闭钻探成功的把握性；二是圈闭成功可望拿到储量多少的把握性。前者是建筑在对圈闭进行地质综合研究的基础

上，后者取决于模拟储量参数的选择准确程度上。因此圈闭评价的完整过程，是建筑在区域或局部地质、地球物理、地球化学等成果综合研究的基础上，对每个圈闭进行地质条件的风险分析及经济可行性分析，最后对圈闭进行综合评价，提出分类排队钻探部署意见。

计算方法为圈闭体积法，其计算公式为：

$$Q=S\cdot H\cdot F\cdot D$$

式中 Q——预测圈闭的油气资源量，万吨；

S——圈闭面积，平方公里；

F——含油充满系数；

H——油层厚度，米；

D——单储系数，万吨／公里^2×米。

公式中的参数除圈闭面积外，其余参数的构成均与多种地质因素有关，难以用一个数学式表达诸因素。因此只能建筑在已知区大量实际资料的统计基础上，以数理统计概率模型表达。

(2) 参数的选择

1) 含油面积系数的确定。系指圈闭面积与含油面积的关系。据分析含油面积系数与油气藏类型密切相关 通过19个已知油气田或含油断块的含油面积与圈闭面积的比值统计，不同的油气藏类型，其系数差异明显（表11-9）。按背斜、断鼻—断块、岩性等油气藏类型的面积系数分别作累计概率曲线与频率曲线（图11-2）。取值时过去多以50%的累计概率

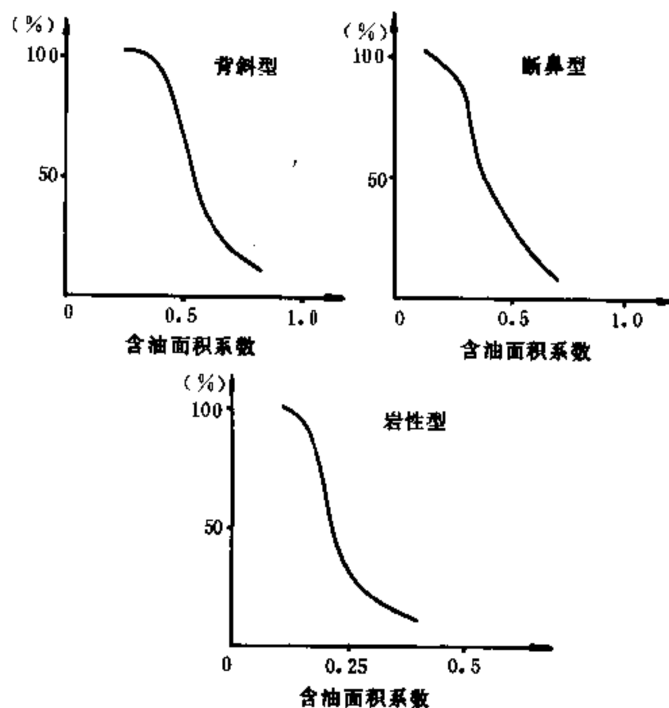


图11-2 含油面积系数概率曲线

所对应的面积系数作预测值（平均值），而实际统计的含油面积系数的频率分布曲线多是偏态分布，因此为了使所选参数值更接近实际，故选取 84%、50%、16%概率区间值及三点的平均值作为预测含油面积系数，即：

$$\overline{F}=\left(\frac{F_{84}+F_{50}+F_{16}}{3}\right)$$

表 11-9　黄骅坳陷不同油气藏类型面积系数表

类型	油田断块	面积系数						
		Nm	Ng	Ed	Es_1	Es_2	Es_3	Ek_1
背斜型	高尚堡						0.77	
	港东	0.4		0.5	0.47			
	港西	0.62						
	羊二庄	0.6	0.49					
	羊三木	0.43						
	王徐庄				0.56		0.79	
	板桥				0.53	0.41		
	马西				0.81			
断鼻、断块型	唐家河		0.27	0.55				
	港中			0.38	0.28	0.3	0.32	
	周清庄				0.69		0.52	
	王官屯							0.3
	枣园							0.63
	小集							0.40
岩性型	滨北Ⅲ块				0.24(滨Ⅰ)			
	滨北Ⅰ块					0.2		
	滨北Ⅲ块					0.16(滨Ⅳ)		
	歧 647 块						0.4	
	歧 26 块						0.16	

预测圈闭时背斜型取值为 0.5～0.76，平均值为 0.6；断鼻—断块型取值为 0.28～0.6，平均值为 0.41；岩性型取值为 0.17～0.34，平均值为 0.24（表 11-10）。

2）油层厚度参数的确定。本坳陷采取分区块、分层系、分油组统计探井、详探井的油气层厚度，然后分别作出累计概率曲线和频率曲线（图 11-3），取其概率区间值作为预测圈

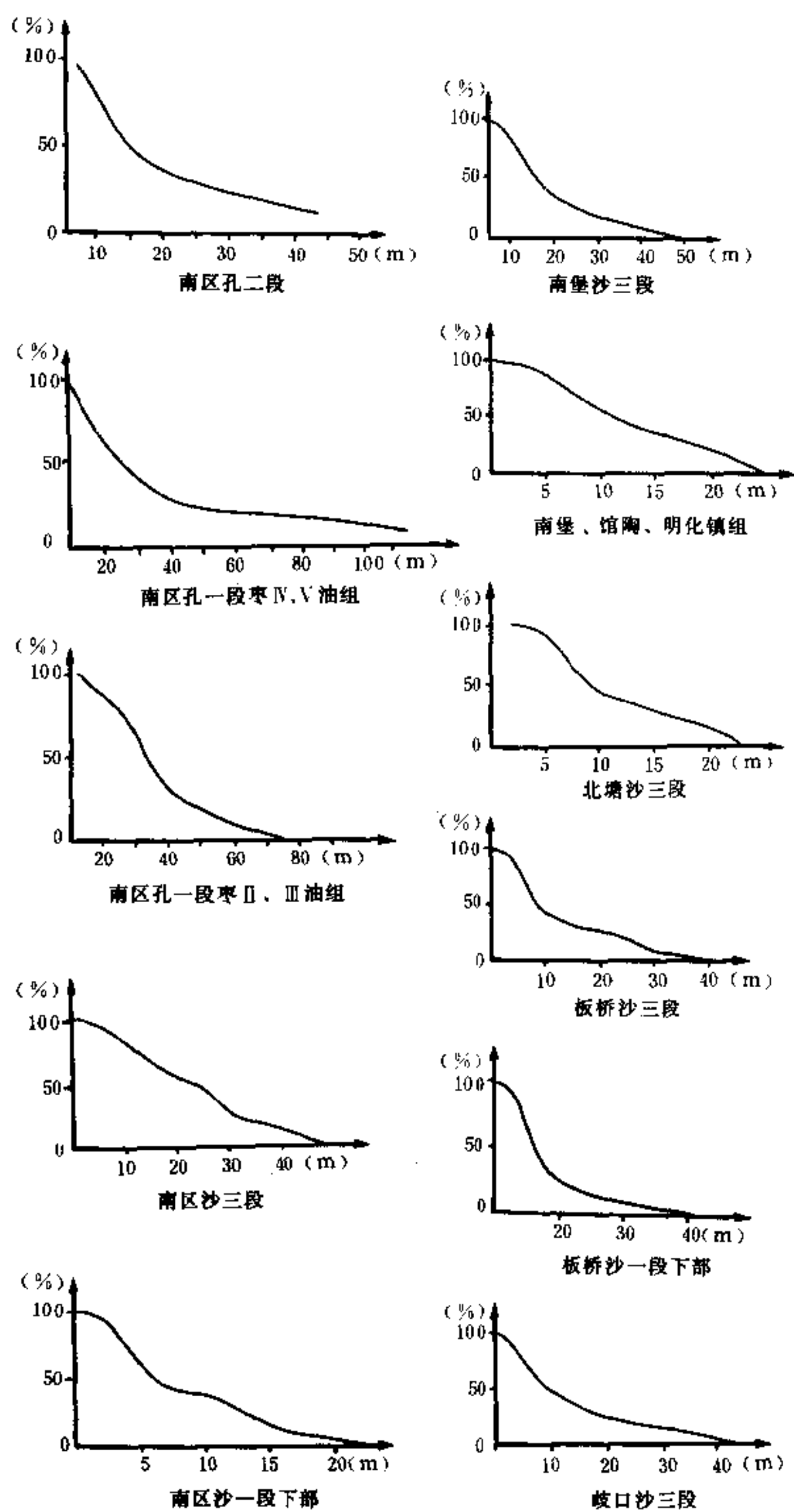


图 11-3　油气层厚度累计概率曲线

闭的油层厚度（表 11-11）。取值方法同样选取累计概率曲线上的 84%、50%、16%三点所

对应的油层厚度区间范围值与平均值。根据概率曲线分布形态的宽窄其均值按两种方法计算，即：

$$H=\frac{H_{84}+H_{50}+H_{16}}{3} \quad 或 \quad \overline{H}=\frac{H_{84}+2H_{50}+H_{16}}{4}$$

表 11-10　黄骅坳陷各类型油气藏含油面积系数区间数据表

面积系数 / 油气藏类型	F_{84}	$\overline{F}_{50}$	F_{16}
背斜油气藏	0.45	0.6	0.76
断鼻——断块油气藏	0.28	0.41	0.6
岩性油气藏	0.17	0.24	0.34

表 11-11　黄骅坳陷油层厚度取值数据表

地区	区块	层位	H_{84} (m)	H_{50} (m)	H_{16} (m)
南区	孔南	$Es_1^{下}$	3	7.2	14
		Es_3	2.5	6.3	12.2
		Ek_1Ⅱ、Ⅲ	8.5	22	37
		Ek_1Ⅳ、Ⅴ	5	14	28
		Ek_1	8.5	26	47.5
		Ek_2	2.7	6.8	11.3
中区	马东	$Es_1^{上}$	3	7.4	15.5
	港中	Es_3	3	12	24
	板桥	$Es_1^{下}$	6	14	26
	板桥	Es_2	3.6	10.4	22.8
	唐家河	$Es_1^{下}$	4	9	18.7
	马东、马西	$Es_1^{下}$	11	27.6	56
	王徐庄、周清庄	$Es_1^{下}$	3	7.4	14
北区	高尚堡—北堡	Nm、Ng	6	12	21
		Ed	4.4	7.6	11.3
		Es_1	5	14	22.4
		Es_3	10	26	51.5
	北塘	Es_3	6.2	10.8	15.5

不同区不同层位的油层厚度其选取概率范围见表 11–11。

3) 单储系数的确定。单储系数（SNF）和许多因素有关，对黄骅坳陷的 79 个不同层位的单储系数值进行统计发现，其随深度的增加而变小，呈线性关系，进行回归分析具有较好的相关性（图 11–4）。

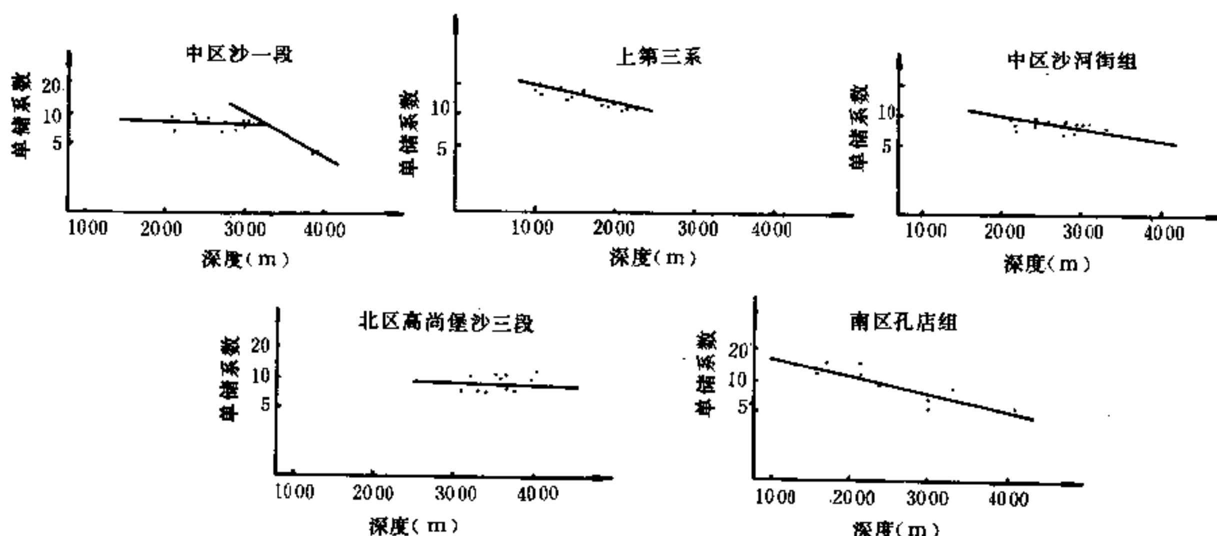


图 11–4 黄骅坳陷单储系数与深度关系

因此根据该图版可以直接查出不同地层、不同地区、不同深度所对应的单储系数。应用时按以下规则取值：①已有高压物性等实验分析资料的可直接根据公式 $SNF=\varphi\times(1-S_{wi})\times P_o/B_{oi}$ 计算求得单储系数。

式中 φ ——平均有效孔隙度，%；

P_o ——平均地面原油密度，吨／米^3；

B_{oi} ——平均原油体积系数；

S_{wi} ——原始含水饱和度，%。

②资料录取不全时，用分区单储系数与深度关系曲线取得相应的单储系数值。上第三系一般取 14～16 万吨／公里^{2}米。北区沙三段一般取 8～8.5 万吨／公里^{2}米，中区沙一段一般取 7～8 万吨／公里^{2}米，深层（大于 3500 米）取 4～5.5 万吨／公里^{2}米，南区孔一段取 7～9 万吨／公里^{2}米。

(3) 计算方法与结果 圈闭预测方法主要反映在对公式中各项参数的选取与参数的处理技术。此次计算采用了计算参数的概率区间平均值法，同时还采用了蒙特卡洛计算技术。

1) 概率区间平均值法。按容积法公式对黄骅坳陷南、北、中三区 51 个区块 155 个局部圈闭进行资源量预测。预测结果：原油总资源量为 78476 万吨，天然气 358.6 亿立方米，预计控制含油面积 661.3 平方公里。其中北区预测原油资源量为 30397 万吨，天然气 171.6 亿立方米；中区预测原油资源量为 30230 万吨，天然气 174.4 亿立方米；南区预测资源量为 17849 万吨（表 11–12）。

2) 蒙特卡洛法。蒙特卡洛法是油气资源评价一种常用的计算技术，目的是给出获得资源量的可能性大小。将公式中各参数的变量（油层厚度 H、面积系数 F、单储系数 SNF 为

变量）输入计算机进行随机变量分析，取四个参数的乘积即得出不同地区、不同油层的资源量概率曲线和累计概率曲线，将每次计算结果进行蒙特卡洛叠加，得到南、中、北三区及全区的资源量分布曲线（图 11−5）。根据不同区资源量概率分布曲线非正态的特点，随机抽样的结果大多数是分布在概率值为 95～50%区间，故取累计概率为 95～50%所对应的资源量值作为预测资源量范围值。75%所对应的资源量是期望值。该方法计算结果：全区总资源量为 5.6～10.7 亿吨。最有可能获得的资源量为 5.6 亿吨，期望获得的资源量为 7.4 亿吨，获得 10.7 亿吨资源量仅有 50%把握（表 11−13）。

表 11−12 黄骅坳陷分区分类油气资源预测表

地区	类型	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类	合计
北区	油(10^4t)	9397	10430	10570	30397
	气(10^8m^3)		111.6	60	171.6
中区	油(10^4t)	7461	9642	13127	30230
	气(10^8m^3)	92.4	82		174.4
南区	油(10^4t)	5760	7694	4395	17849
	气(10^8m^3)		12.6		12.6
合计	油(10^4t)	22618	27766	28092	78476
	气(10^8m^3)	92.4	206.2	60	358.6

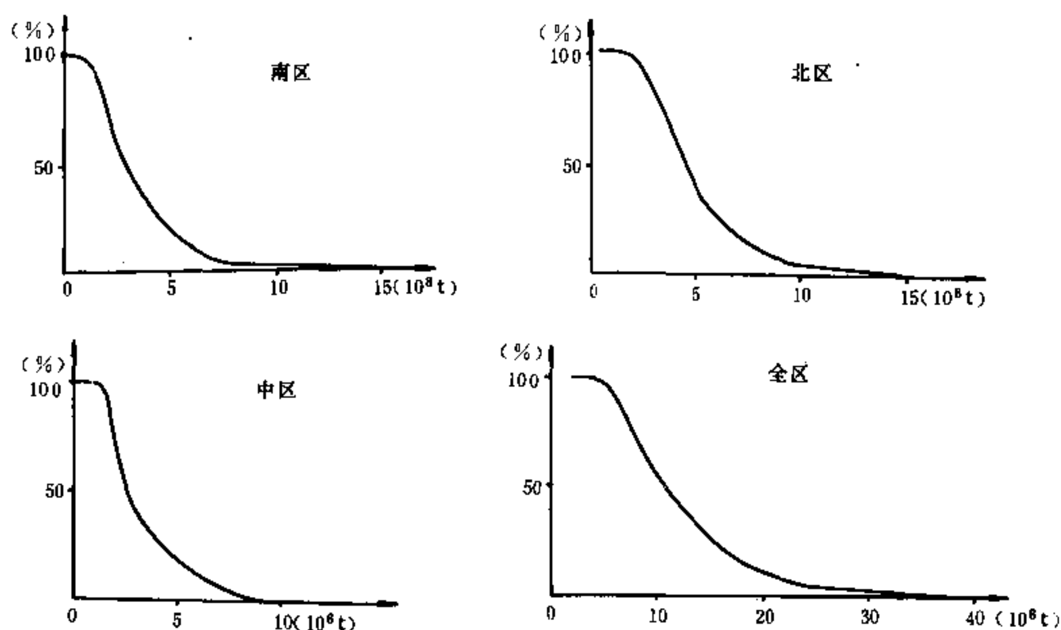


图 11−5 黄骅坳陷圈闭法资源量预测概率曲线

两种方法计算结果相比看出，用概率区间平均值法计算的资源量无论分区资源量或总资源量均落在蒙特卡洛法范围值内。说明平均值法计算结果是有代表性的，也说明蒙特卡洛法取的范围值是可行的。

4. 圈闭的风险分析

圈闭勘探的成功与否总是带有风险性的。所谓风险一是指圈闭可能出油的把握性——地质风险；另一是指圈闭钻探获得成功后能获得油气储量多少的把握性——储量风险。

表 11-13　黄骅坳陷资源量(10^4t)蒙特卡洛法计算结果表

资源 \ 地区	95%	75%	50%	范围值	平均值法结果及其对应的概率	
南区	17830	23788	31650	17830～31650	17849	95%
中区	14894	18756	26182	14894～26182	30230	48%
北区	23477	33291	45764	23477～45764	30397	85%
全区	56058	74734	106946	56058～106946	78476	74%

(1) 圈闭成功率的估价　主要是分析确定每个圈闭的地质把握系数，它代表了某圈闭成油条件优劣的地质综合分析结果。根据本区的基本成油规律和目前的钻探现状，对"生、储、盖、圈、聚"等地质条件采用分项评分取各项乘积作为地质把握系数，其数学式为：

$$b=b_1\times b_2\times b_3\times b_4\times b_5$$

式中　b——把握系数；

b_i——各项地质条件的评分，(i=1，2，3，4，5，)。

根据拟定的评价圈闭的各项标准，逐项打分，各参数乘积即为把握系数，其中包括资料可靠程度的评价（表 11-14）。评价标准有 5 个方面、28 项。其中把握系数最大，风险最小的则为最可能获得成功的圈闭。

表 11-14　黄骅坳陷局部圈闭地质条件系数表

把握系数 \ 地质条件		1	0.9	0.8～0.7	0.6～0.5
圈闭评价		背斜＞5km²	断鼻＞2km²	断块＞2km²	岩性＞1km²
储集层评价		河流相	河流三角洲前缘砂、沿岸滩沙	重力流水道水下扇	浊积扇
生油评价	母质类型	Ⅰ	$Ⅱ_1$	$Ⅱ_2$	Ⅲ
	有效生油岩厚度(m)	＞500	500～350	350～200	＜200
	圈闭位置	近生油凹陷中心		有效生油区斜坡	非生油区
盖层评价		良好区域盖层	有盖层	无明显盖层	
供油方式		多供油层	下生上储	侧接	无通道条件

确定预测圈闭的成功概率，我们采取从已知到未知的办法，对黄骅坳陷内173个圈闭，其中包括已成为油田或含油构造（断块）的圈闭，预测的构造经钻探已出油的圈闭和未出油的圈闭，根据已定的圈闭成油条件的标准，对每个圈闭打分，取得相应的地质把握系数。然后再分别统计上述圈闭经钻探后的实际结果，建立起地质把握系数与圈闭成功率的关系，作出概率曲线（图11-6），从图中得到不同把握系数的圈闭可能的成功概率。

根据统计结果，圈闭把握系数为0.6时，将有65%的圈闭获得成功。把握系数为0.8以上时，则有90%的圈闭获得成功。把握系数小于0.5的圈闭，成功率只有20~40%。按此关系曲线预测的155个圈闭中，把握系数为0.8以上、可能成功的圈闭有83个，占预测圈闭数的53%。低于50%、成功的圈闭有8个，占5%。

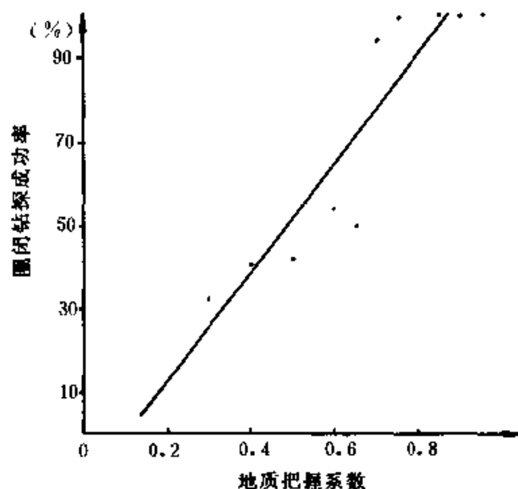


图11-6　圈闭成功率与地质把握系数关系图

另外根据历年来圈闭钻探成功率的统计结果为60%左右，根据该经验数值预测参与本次评价的155个圈闭，预计有90个圈闭可获得成功。与上述风险分析结果基本一致。

(2) 资源量的风险估价　应用圈闭法计算的资源量是没有承担勘探风险的资源量，对单个构造来说，只有勘探获得成功后，圈闭的资源量才有意义。事实上圈闭钻探不会都成功，因而该部分的资源量就不存在了，为此引出风险资源量的概念。风险资源量（Q_r）等于圈闭的预测资源（Q）与地质把握系数（N）的乘积：$Q_r=Q\times N$。其含意是，如有一个Q为1000万吨的圈闭，N等于0.5，勘探10个这样的构造，可能拿到的资源量为5000万吨。因此，风险资源量对单个圈闭来说，没有资源量的意义，但全盆地中全部圈闭的资源量之和则可代表盆地的期望资源量。这一风险资源量既考虑了可能获得的资源量大小，又考虑了所承担的风险。通过对黄骅坳陷155个预测圈闭的风险分析，结果表明，黄骅坳陷原油资源量为6.21亿吨，天然气为294.2亿立方米。其中南区资源量为1.42亿吨，天然气9.2亿立方米；中区资源量为2.39亿吨，天然气153亿立方米；北区资源量为2.40亿吨，天然气132亿立方米。上述所列风险资源量则代表较有把握拿到的油气资源量（表11-15）。

5. 圈闭的综合评价

(1) 评价的依据　主要有①成油条件的优劣（即地质把握系数大小）；②钻探情况；③各项地质资料的清楚程度；④钻探现实性。

(2) 评价分类标准　Ⅰ类圈闭：成油条件优越，地质把握系数在0.9以上，经钻探已有一口井以上获得工业油流的圈闭。Ⅱ类圈闭：成油条件较优越，地质把握系数为0.7~0.9，为已知油区邻近的圈闭或未经钻探的有利含油圈闭。Ⅲ类圈闭：成油条件较有利，地质把握系数为0.5~0.7，聚油条件中有某一项不够落实，或目前钻探有困难的圈闭。

(3) 评价结果　Ⅰ类圈闭有 37 个，风险分析后的资源量为 18639 万吨，占总预测资源的 30%，为本区有利的含油圈闭。Ⅱ类圈闭有 63 个，风险分析后的资源量为 32852 万吨，占总预测资源的 53%，为本区有利的含油圈闭。Ⅲ类圈闭有 55 个，风险分析后的资源量为 10579 万吨，占总预测资源的 17%，为本区较有利的含油圈闭。Ⅰ、Ⅱ类圈闭合计资源量为 51491 万吨，占预测总资源量的 83%，是本区近期钻探的重点对象。

表 11-15　黄骅坳陷风险后油气资源预测表

资源 地区	风险后资源 油(10^4t) 气(10^8m^3)			合计 油(10^4t) 气(10^8m^3)
	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类	
北区	6629	14992 42	2364 90.4	23985 132.4
中区	6871 92	11107 61	5889	23867 153
南区	5139	6753 9.2	2326	14218 9.2
合计	18639 92	32852 112.2	10579 90.4	62070 294.6

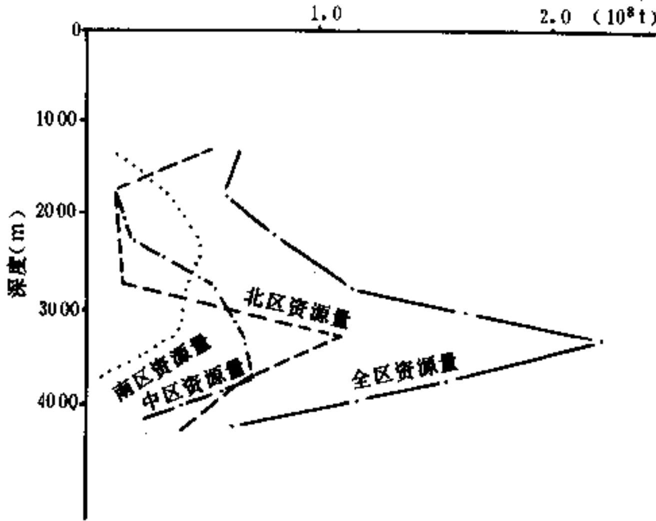


图 11-7　黄骅坳陷预测油气资源量与深度关系曲线

三、油气资源潜力分析

通过上述多种方法对盆地油气资源的预测，表明黄骅坳陷潜在油气资源十分丰富，勘探前景广阔(图 11-7)。按照生油量法预测盆地的总资源量为 23.7 亿吨（含气层气资源量)。按圈闭法预测坳陷总资源量为 7.84 亿吨。资源量的分布有如下特点。

第一，中、北区潜在资源多，南区较少。北区用生油量法计算的总资源量为 5.9 亿吨，按照圈闭法预测为 3.04 亿吨。中区总资源量为 14.2 亿吨，按圈闭法预测为 3.02 亿吨。南区总资源量 3.6 亿吨，按照圈闭法预测为 1.78 亿吨。

第二，层系上以沙三、沙一段及上第三系油气最丰富（表 11–16）。按圈闭法计算，沙三段圈闭面积为 262 平方公里，预测资源量 2.64 亿吨，占总预测资源的 33.7%。沙一段圈闭面积 241 平方公里，预测资源量 1.62 亿吨，占总预测资源的 20.7%。上第三系馆陶、明化镇组预测资源主要分布在海滩浅海地区，圈闭面积 61 平方公里，资源量为 1.01 亿吨，占总预测资源的 12.9%。

表 11–16　黄骅坳陷分层系圈闭法资源量预测表

层　　位	预测圈闭		
	个数	圈闭面积(km^2)	资源(10^4t)
馆陶组、明化镇组	18	61	10000.74
东营组	17	62	7027
沙一段上部	19	104	7048
沙一段下部	50	137	9118
沙二段	21	102	6723
沙三段	54	262	26428
孔一段	20	49	9060
孔二段	24	76	8471

第三，圈闭法预测资源在深度上的分布，以 3000～4000 米为主，占圈闭法预测资源量的 52%（图 11–7）。

上述油气资源潜力分析的结果表明，黄骅坳陷今后的勘探工作应以南堡、板桥、歧口凹陷为主要战场，以沙三、沙一段及馆陶、明化镇组为主要目的层。南区埋藏较浅，近期仍有较大的勘探价值。

第二节　油气资源分布

黄骅坳陷油气资源丰富，找油领域广阔。为了迅速增加后备储量，不断扩大找油找气新领域，从复合油气藏的含油规律出发，分层系、分区带，进行油气资源综合评价。

一、分层系油气资源评价

以分层分圈闭评价为基础，分析各含油气层的钻探现状、含油特点、油气控制因素等，分八大层系进行评价。

1. 孔二段

孔二段主要发育于孔店南部，属孤立、封闭型湖相沉积，是孔店南部的主要生油层系。钻探结果表明孔二段砂体明显控制油气分布。孔二段古构造与孔西、孔东断层两侧的今圈闭和砂体相配置，往往为油气聚集区，形成自生自储油藏。油井主要分布在孔西和孔东含油带。已发现自来屯、枣园、孔东等含油构造，叶三拨、官 56 井、风化店等出油井点，预测

有利圈闭 24 个，主要有孔西含油带的风化店，孔东含油带的望海寺，感化屯、官西，以及官 56 井、舍女寺、南皮、乌马营等圈闭（图 11–8）。

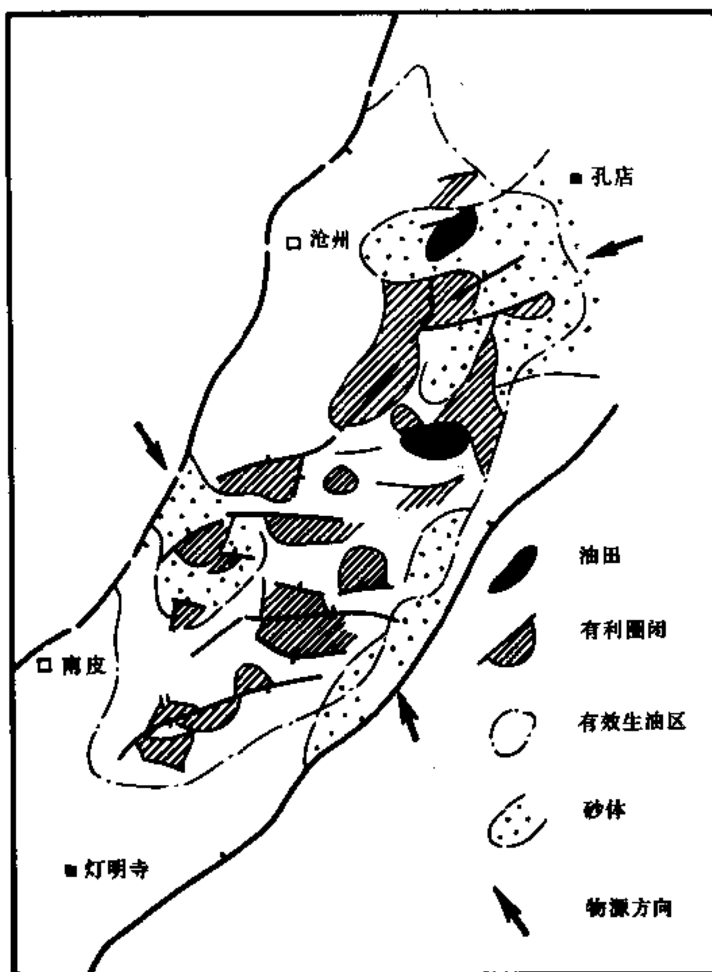


图 11–8　黄骅坳陷孔二段评价图

2. 孔一段

孔一段亦发育于孔店南部。该套粗碎屑体与孔二段自成一套生储组合系统，是孔店南部的主要含油层系，可分为枣Ⅳ、Ⅴ组下部含油组合，枣Ⅱ、Ⅲ组中部含油组合和枣 0—枣Ⅰ上部含油组合。主要含油特点是：

(1) 砂体发育控制油气区域分布　各组砂体受孔西、孔东两组主断层控制呈带状分布。孔西断层西侧主要为枣Ⅳ、Ⅴ组砂体发育区。孔东断层下降盘至小集、段六拨断层两侧主要为枣Ⅱ、Ⅲ组发育区，枣Ⅳ、Ⅴ组亦有分布。向南至官 56 井区、段六拨、乌马营一带则主要为枣 0、枣Ⅰ油组发育区。

(2) 主断层控制油气成带聚集　孔西、孔东两主断层为长期发育的断层，受其影响，沿断层两侧发育了多种类型圈闭。孔东断层断面缓，下降盘形成一系列逆牵引背斜或断面断鼻，上升盘则形成屋脊块或垒式圈闭。孔西断层断面陡，多形成复式地堑组成的反向屋脊块、垒块等圈闭。二级断裂及派生的一系列次级断层是孔二段油气向上运移的主要通道，也

是油气沿二级断层成带聚集的先决条件。

(3) 主断层两侧的圈闭控制油气富集 主要富集块类型有:

1) 背斜构造如发育于孔东断层下降盘的如官3井逆牵引背斜含油构造和孔西断层带的枣园背斜油田。该类构造一般含油层多，油层集中，聚油条件好，单位面积控制储量大多为200～500万吨，是油气最富集的一种类型。

2) 复式地堑断鼻构造。发育于主断层下降侧地堑式断层分布区（如小集油田），油层厚度大（40～80米），聚油条件好，单位面积控制储量较多（170～250万吨）。

3) 地垒块。主要发育于主断层上升盘（如自来屯、官80、官43井等含油断块），油气富集程度高，主力油层集中，单位面积控制储量大于200万吨。

基于上述认识，沿孔西、孔东、小集、段六拨主断层两侧仍是今后找油及实现不同层组含油连片的主要地区。预测圈闭主要有枣南、风化店、沈家堡、王官屯、小集、段六拨、肖官屯等20个。

3. 沙三段

是黄骅坳陷中、北区的主要生油层系，也是潜在的重要含油目的层。沙三段沉积受区域地质背景控制，沿盆地西北侧及北侧，断陷深、沉积厚，形成黄骅坳陷中、北区以沙三段沉积为主的湖盆，发育了良好的生油岩体和大型砂岩体，形成良好的生储组合，十分有利于油气聚集。南区沙三段沉积较薄，陆源碎屑供给少，属浅湖相沉积，仅在沧东、南皮凹陷带有一定生油能力，发育了南皮河流三角洲砂体和沿沧东断裂带下侧的近源小型扇。

钻探结果表明，沙三段油气分布广泛，主要聚集在黄骅坳陷中、北区的歧口凹陷、板桥凹陷、南堡凹陷中的大型中央背斜带，伸向凹陷中的断鼻带和长期发育的凹中构造上，以自生自储油气藏为主。已发现有高尚堡油田、王徐庄油田及港中友谊、北塘、板桥、大张坨、长芦、六间房、张巨河、歧647井开发区等含油构造。南区沙三段油气分布局限，目前仅在孔一段顶部石膏盖层相变为砂岩和伸向南皮凹陷的沙三段砂体区内分布。已发现有段六拨、叶三拨、乌马营等含油构造。该段含油虽十分广泛，但由于沙三段在黄骅坳陷中、北区埋藏深、钻遇井较少，勘探程度低，进一步找油找气的领域仍然相当广阔。预测有利圈闭54个，主要有北区的高尚堡、柳赞、北塘凹陷西坡，中区的长芦、大张坨、板桥、张巨河、羊二庄，南区的段六拨、叶三拨、官56井区、沧东凹陷带等。

4. 沙二段

沙三段末期，由于构造运动的抬升，使沙二段在全区分布局限，主要分布在黄骅坳陷中、北区和南区的沧东、南皮凹陷带。有效生油区也仅限于中区的歧口、板桥凹陷及海域。在有效生油区内重力流沉积和沿岸沉积砂体发育。重力流砂体主要分布在北大港构造带围斜及板桥地区；沿岸沉积砂体则主要分布在歧北斜坡。组成以沙三段为供油层，沙二段为储油层和沙二段生油、沙二段储油的生储组合关系。形成大张坨至板桥地区的沙二段含油气带，北大港构造带南翼（白水头、唐家河、马东、马西、联盟、六间房）含油带和歧北斜坡含油带。有效生油区内的砂体发育区明显控制着沙二段油气的分布，是黄骅坳陷中区主要的含油层系。已发现板桥油田和港中大张坨、唐家河、六间房等含油区块。

预测有利圈闭21个，主要有板桥凹陷区的驴驹河、高沙岭、板中北、大张坨、板南等圈闭，歧口凹陷的白水头、唐家河、马西、马东、歧北斜坡等圈闭（图11-9）。

5. 沙一段下部

沙一段下部发育两大套储油岩体：一套为坳陷南区发育的台地型灰质岩类，地层厚100

～300 米；一套为黄骅坳陷中、北区厚度近千米的砂、泥岩交互粗碎屑沉积。此期受北部燕山物源的影响，沿北区南堡凹陷发育了沿岸沉积体系滩坝砂。向歧口、板桥凹陷发育了大面积的重力流水道砂体，该类砂体生储组合优越。与主断层下降侧发育的一系列构造相配置，往往形成有利的油气聚集带，例如南堡凹陷北一柳同沉积断层下降盘的断鼻带，板桥凹陷大张坨断层下降盘的一系列逆牵引背斜带，歧口凹陷北大港主断层下降盘的逆牵引背斜带。在凹陷中则形成孤立砂岩体圈闭，已发现板桥凝析油气田、马西、马东深层油气田以及白水头、唐家河、友谊、高南和港深 32 井岩性油气藏等含油构造。在黄骅坳陷中、南区，该层油气分布局限，仅发现王徐庄、周清庄、王官屯、官 2—官 3 断块、官 69 断块等生物碎屑灰岩油田或含油断块。预测有利圈闭 50 个，主要有北堡、老爷庙、大张坨、板中东、白水头、唐家河、羊二庄以及歧北、歧南凹陷、大中旺等。

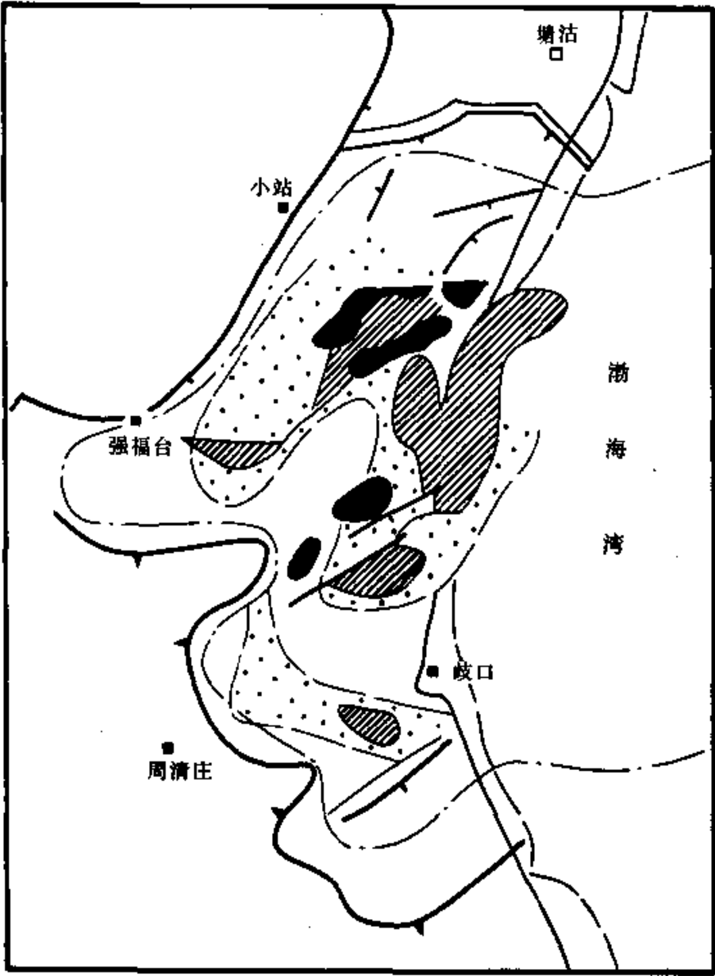


图 11-9　黄骅坳陷沙二段评价图

图例同图 11-8

6. 沙一段上部

该期属广泛水进式沉积，以泥岩为主，后期则逐渐向建设型河流三角洲相转变。从宏观看该期陆源碎屑供给不足，仅在坳陷北部的南堡凹陷、歧口凹陷边缘发育着沿岸沉积砂体和

近凹陷中心发育着三角洲前缘砂。坳陷中、南部广大地区则为滨浅湖相沉积，埋藏浅未达到油气生成门限。该期油气分布局限，明显受有效生油区所控制。在歧口、南堡凹陷及其海域有效生油区内，只要有砂体发育，一般均有油气的分布。钻探结果也证实沿歧口、南堡凹陷周围的二级构造带或局部构造是本层油气主要聚集区。已发现歧口凹陷的马东、羊二庄沙一段上部含油构造，南堡凹陷的高南含油构造，板桥凹陷的板北沙一上含油构造等。

据生油研究，该层是黄骅坳陷中、北区生油层之一，据生油量法计算的陆地资源量有2.68亿吨，已探明的储量很少。因此，进一步寻找沙一段上部的油气是有前景的。预计主要有利区有南堡凹陷北—柳断层两侧的北堡、老爷庙、东林里、高南构造及海滩地区的构造，是沙一段上部潜在含油气区。歧口凹陷的白水头、唐家河、港东、张巨河及其海滩带，以及歧口凹陷内的孤立砂岩体等均为有利勘探区。

7. 东营组

渐新世末期，区域构造开始整体隆升，湖盆收缩。在黄骅坳陷中、北区发育了广阔的建设型河流三角洲沉积体系。三角洲分流平原相广布于盆地西北、北部的陆地部分，即北—柳断层带以北，茶—于断层以西，北大港构造带至沈青庄以北的广大地区。在上述地区的东南至海域一带则为河流三角洲前缘砂岩发育区，该区正处于东营组有效生油区内。

该层勘探程度较高。除已发现唐家河油田外，还发现了北堡、老爷庙、高南、马东、张巨河等含油构造。东营组油气藏的分布，主要受本期有效生油区内的河流三角洲砂体发育区所控制。按聚油方式主要有两种：一为自生自储油气藏，如北堡—老爷庙东营组含油构造；一为下生上储油气藏，即油源来自沙河街组，如唐家河东三段油气藏，六间房、张巨河等东营组含油构造。本层今后的找油方向主要是沿北—柳断层两侧各类有利圈闭，港东主断层东端，南大港构造带向东倾没带，张巨河构造等。其次是沿海滩带和浅海区的有利圈闭或构造带，如北堡、老堡、柳南、唐家河、张东等。

8. 馆陶组—明化镇组

馆陶组—明化镇组为黄骅坳陷上第三系重要的含油层系。已发现有港东、港西、羊三木、羊二庄、孔店等5个油气田，高南、北堡2个含油构造，均属下生上储的背斜油气藏，主要分布在同沉积大断层下降侧晚第三纪逆牵引背斜或披覆背斜圈闭中。勘探实践证明，上第三系油气藏的形成条件主要有：①有下第三系沙河街组丰富的油源补给；②有在馆陶—明化镇时期主断层活动所派生的一系列张性断层作为油气运移的通道；③有与晚第三纪断层活动同期形成的背斜圈闭；④有远离生油凹陷沿不整合面和断层面混合运移的条件，在凸起和凸起围斜形成上第三系的背斜圈闭。其聚油方式：一是油气以沿主断层大规模垂向运移为主，形成下生上储浅层油气藏，如港东、羊二庄逆牵引背斜油田，港西披覆背斜油田，高南、北堡逆牵引背斜含油构造等；一是油气以沿不整合面侧向运移为主，在远离生油凹陷的凸起区形成上第三系披覆背斜油气藏，如黄骅—扣村凸起上的羊三木油田，孔店凸起东北坡的孔店油田，埕宁凸起北坡的庄6井区含油构造等。

该层虽勘探程度较高，但今后的找油有利区仍然存在。预测主要有北—柳同沉积断层下降盘的庙南、北堡、高南、柳南等逆牵引或断鼻带，西南庄—柏各庄断层下降盘逆牵引背斜带，老堡断裂背斜带，港东主断层向海滩延伸带，张巨河海滩构造、羊二庄凸起、孔店凸起，扣村凸起的围斜带等。

二、分区带含油评价

在分层系、分圈闭评价的基础上，按聚油特点划分出含油带。再依据各带成油条件的优

劣，潜在资源的多少，地质把握性大小，勘探工作的难易程度，以及经济效益的高低，将全区 20 个有利含油区带划分为三类：Ⅰ类带为重点勘探含油带；Ⅱ类带为后备有利含油带；Ⅲ类带为远景有利含油带（图 11-10）。

1. Ⅰ类带 9 个

（1）高尚堡—柳赞含油带　位于柏各庄基底断层与高—柳断层之间，受北西向大断裂所控制，为第三纪长期发育的大型背斜带，包括中央地垒块，南、北侧斜坡及柳赞构造 4 大区块，有利勘探面积 250 平方公里，经钻探已发现高尚堡油田，柳赞含油构造是一个从沙三段至馆陶、明化镇组组成的多含油层系，多油藏类型，平面和纵向叠加连片的大型含油带，是近期拿储量建产能的主攻对象。

（2）北堡—老爷庙含油构造带　主要指北堡、老爷庙两个大构造及其间的向斜部分，构造面积 134 平方公里，包括北堡、庙北、庙南 3 个局部构造。该带位于凹陷之中，在北堡与庙北构造上于沙一段、东营组、馆陶—明化镇组获工业性油气流。预计该带是以东营组、沙一段含油为主体的构造-岩性油气藏，是南堡凹陷近期的又一重点钻探对象。

（3）板桥含油带　位于板桥凹陷东侧，有利勘探面积 400 平方公里，包括沈东、大张坨、板中、板北、驴驹河、盐厂、长芦等 7 个大构造，圈闭面积 131 平方公里。该带仅在板桥构造钻探程度高，发现沙三、沙二、沙一段 3 套含油层 12 个油组，找到板桥凝析油气田和大张坨、长芦含油构造，该带生油条件优越，油气资源丰富，是一个不同含油层叠加连片整带含油的大型油气聚集带。但因水库、盐田卤池等地面条件所限制，钻探程度较低。

（4）歧南—羊二庄含油带　该带位于南大港主断层下降盘至埕北斜坡带之间，是一个北陡南缓的箕状凹陷。背靠埕宁隆起，面向凹陷，自南而北分为隆起区、断阶带、凹陷区和歧南西坡（黄骅—扣村）四部分，目前已发现南大港主断层下降盘的歧 69 井断鼻、四堰东断鼻、歧南凹陷中的张巨河构造和砂岩体圈闭，羊二庄断阶带的赵家堡、羊二庄鼻状构造。黄骅—扣村断层西侧的断块圈闭面积约 100 平方公里，已发现羊二庄、羊三木油田和张巨河、友谊、扣村含油构造，沿歧南凹陷可望形成一个半环状含油气区。

（5）孔店含油背斜带　该带为处在沧东、南皮凹陷之间的大型中央背斜带，有利勘探面积 550 平方公里，包括孔西、孔东、孔垒三大区块。该带勘探程度较高，已发现枣园、王官屯油田，油层主要集中在孔二段和孔一段。沙三段、沙一下油层分布零散。油气主要聚集在孔西和孔东主断层的两侧，为不同层系、不同油气藏类型沿断层组成的带状含油区。近年来在该带不断发现新的含油构造或断块，储量逐渐增加，为一仍有相当潜力的近期拿储量建产能的现实地区。

（6）沧东含油带　该带位于孔店南部沧东凹陷西侧，沿沧东大断层下降盘有一系列鼻状构造及砂岩体圈闭，有利勘探面积 420 平方公里，已发现觉道庄、北桃杏、姚官屯、沧市、舍女寺、捷地等鼻状构造和凹陷中的砂岩体。该带紧临生油凹陷，有沙一段下部生物鲕滩发育和沙三段近源扇和冲积锥，除孔二段生油层外，沙三段也具有一定的生油条件，因此应注意寻找断鼻油气藏和上倾岩性尖灭或断层遮挡的岩性油气藏，特别是本带经钻探已发现的舍女寺、沧市、觉道庄等含油气构造及一些出油井点。

（7）小集—段六拨含油构造带　该带为南皮凹陷中的断裂构造带。位于孔店构造与灯明寺构造带之间，构造面积 90 平方公里，包括小集、段六拨、官 56 井区三个构造。小集构造是在鼻状构造背景上被一组北东向张性断层切割而形成的垒、堑断块，为孔二段的油气向上运移聚集提供了良好条件。段六拨构造由三维地震资料反映为一较完整的背斜构造，受小集

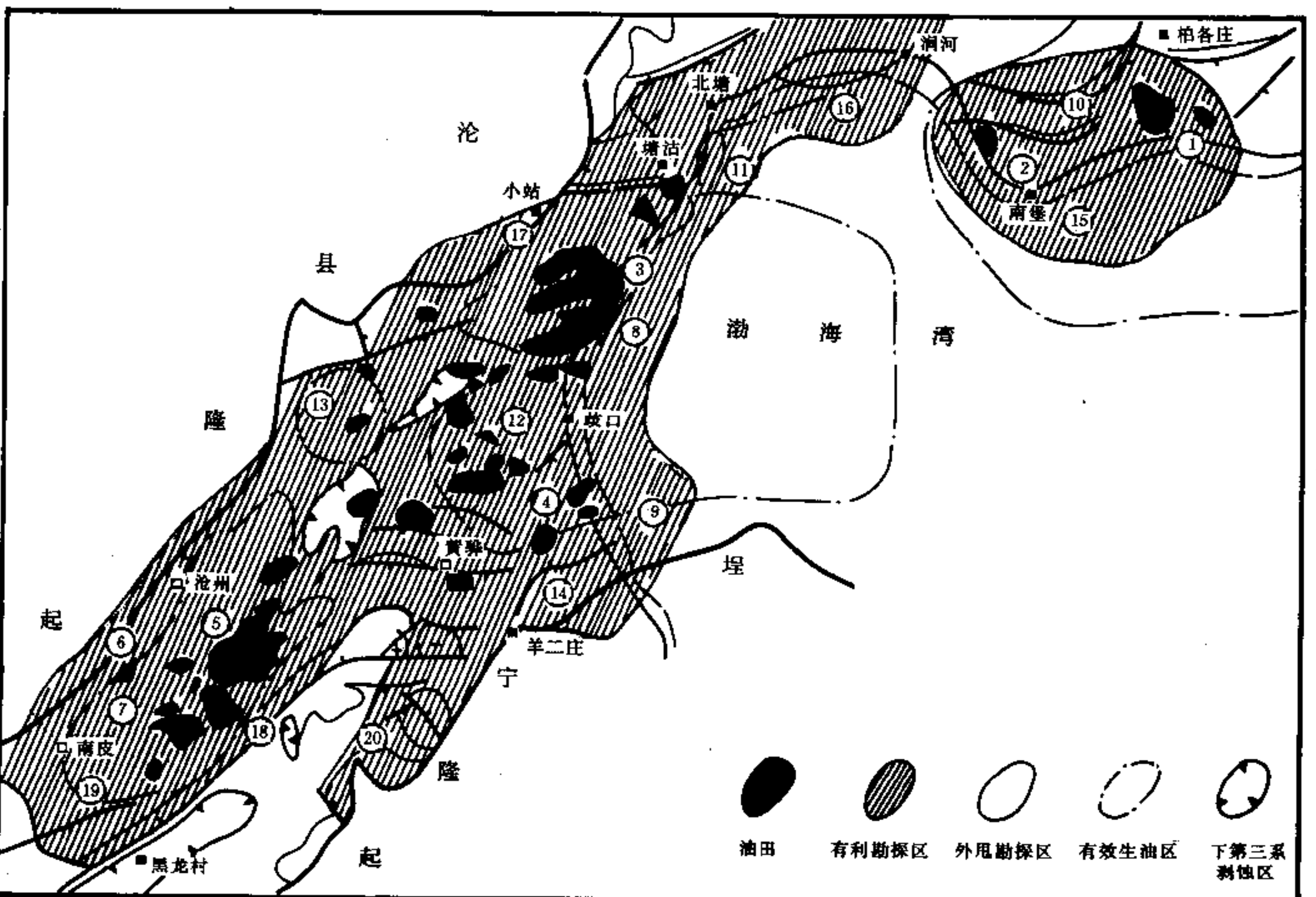


图 11-10　黄骅坳陷区带评价图

Ⅰ类带：①—高尚堡—柳赞；②—北堡—老爷庙；③—板桥；④—歧南—羊二庄；

⑤—孔店；⑥—沧东；⑦—小集—段六拨；⑧—歧口北海滩；⑨—歧口南海滩；

Ⅱ类带：⑩—柏南；⑪—北塘；⑫—歧北；⑬—大中旺—齐家务；⑭—羊二庄上台阶；

Ⅲ类带：⑮—南堡海滩；⑯—汉沽—大神堂；⑰—板桥凹陷西斜坡；⑱—徐西；⑲—灯明寺；⑳—盐山

断层和段六拨断层所控制，有利于油气的运移与聚集。其南官56井区在孔店组沉积时期为一大背斜，后被断层所改造。钻探证实本带含油层多，砂层发育（孔二段，孔一段上、中、下部含油组合），物性好。已发现小集富集高产油田和段六拨含油构造。

歧口海滩—极浅海区是最有利的含油气区。该区北起海河断裂，南至狼坨子，海岸线长约85公里，面积为1200平方公里，其中海滩带面积210平方公里，极浅海区面积990平方公里，可分为南北两带。

(8) 歧口北海滩—极浅海带　地震测网达到2×2和2×4公里。特别是近两年加强了海滩地震勘探，初步查明了白水头（海滩）、唐家河（海滩）、白水头东、高沙岭东、马棚口东等构造。在该带已发现港东、唐家河等油田及白水头、塘沽、海1井、港深32井等含油构造或地区。该带是黄骅坳陷今后找油找气的重要后备地区之一。

(9) 歧口南海滩—极浅海带　该带与歧口北海滩—极浅海带同位于歧口凹陷之内，其生储油条件相同。地震测网密度达到1×1和1×2公里。近两年加强了海滩地震勘探，初步查明歧口东、张巨河东、张巨河北、赵家堡东、关家堡、赵家堡等构造。经勘探在该带的沿岸及浅海区发现了羊二庄、海4井等油田及张巨河含油构造。该带成油条件优越、油气资源丰富，是黄骅坳陷最有利的资源接替区。

2. Ⅱ类带5个

(10) 柏南含油带　位于西南庄—柏各庄断层下降侧，由上第三系9个逆牵引背斜15个高点组成，构造面积66平方公里，下第三系为地层超覆及砂岩上倾尖灭带。1984年选择钻探杜林、南12井西构造，先后钻探井7口，于杜林构造钻的南21井和南12井，北高点钻的南29井分别在明化镇组、馆陶组、沙一段下部获得工业性油气流，证实该带有较好的成油条件。不利条件是该带处于水动力条件活动强烈区，圈闭幅度小。

(11) 北塘凹陷西斜坡含油带　位于海河断裂以北，北塘凹陷西侧至茶一于断层下降盘，有利勘探面积120平方公里，包括塘27井东南、宁车沽、塘14井斜坡、塘沽东坡等各类圈闭。该带勘探程度低，地震反射特征差，构造不太清楚，少量钻探资料表明，紧临北塘凹陷含油更有利。目前仅发现塘沽含油构造。是北部探区的接替区。

(12) 歧北含油带　指南大港构造带以北至北大港构造以南的范围，面积约550平方公里，是一个北断南超的箕状凹陷，自北而南由逆牵引背斜带、凹陷带、斜坡带三部分组成。该区除凹陷带外，其它两个带已钻井较多，通过钻探已发现沙三段、沙二段、沙一段上部、东营组、馆陶组、明化镇组等7套含油层，找到港东、唐家河、马西、周清庄4个油气田，白水头、联盟、六间房、歧647、歧71、歧85井等6个含油构造或断块。该区成油条件十分优越，在二级构造带、斜坡带和凹陷区均找到了油气。今后除北大港主断层下降盘的一系列逆牵引背斜带（白水头、唐家河、马东、马西、联盟等）外，应积极选择斜坡与凹陷的转折带和凹陷带进行钻探，寻找非背斜油气藏。该区前景可观，但目的层埋藏较深，地表条件复杂，给勘探工作带来一定的困难。

(13) 大中旺—齐家务含油带　该带处于歧口、板桥、沧东三个有利生油凹陷的交界处。已发现齐家务油田及大中旺含油构造。本区除了石油及烃类气体之外，还有二氧化碳气流，是今后综合勘探各类资源的有利地区。

(14) 羊二庄上台阶（埕北斜坡）含油带　该带位于羊二庄断层上升盘，上第三系馆陶、明化镇组超覆在下第三系及古生界之上。庄6井已于馆陶组获得工业性油流。是寻找浅油藏的有利地区。

3. Ⅲ类带6个

(15) 南堡凹陷海滩带　构造走向东西，面积约100余平方公里，地震勘探程度低，构造形态还不够清楚，但从少量地震勘探资料可以初步看出，该带为凹陷中心的一个较大型的断裂构造带（老堡构造带）。推测上第三系和下第三系东营组为本带的勘探目的层。该带很可能是一个多层含油的油气聚集带，限于地质资料不够落实，列为Ⅲ类带。

(16) 汉沽—大神堂构造含油带　位于北塘凹陷北缘海滩带，为向凹陷倾没的鼻状构造带，据塘参1井钻探揭示，全井岩性以粗红为特征，为边缘充填相粗碎屑沉积。生储组合差，未钻到有利相带。预计再靠近凹陷内适当部位，可能为有利含油区。

(17) 板桥凹陷西斜坡含油带　该带指板桥凹陷西侧，包括小站、增福台构造及斜坡带，有利勘探面积40平方公里，过去仅在小站构造钻有少量井，钻遇层位仅达沙一段，埋深较浅。据生油和沉积相研究，沙一段、沙二段砂体在小站地区均为物源区，砂体伸向凹陷内，与沙一段下部、沙二段生油层侧向接触，可造成较好的生储关系。因此在板桥凹陷西侧的低部位二台阶或上倾方向有断层遮挡区，可能形成构造-岩性和地层超覆油气藏。

(18) 徐西断层下降盘鼻状构造含油带　位于徐阳桥—黑龙村西断层下降盘，发育有一系列断鼻圈闭，主要靠南皮凹陷供油，易于形成构造-岩性和岩性油气藏。

(19) 灯明寺构造带　位于孔店构造带以南，处于南皮凹陷与刘福青向斜之间，面积150平方公里。由乌马营构造和灯明寺构造组成。乌马营构造紧临南皮生油凹陷，已钻少量探井，于沙三段和孔二段均获工业性油流，说明该带有一定的聚油条件。所以，应以沙三和孔二段为主要目的层，进一步扩大勘探。该区石炭—二叠系发育，保存条件好，也是勘探煤成气的有利地区。

(20) 盐山构造带　位于盐山凹陷，已钻的盐2井于沙河街组获得少量油气流。天然气性质以甲烷为主，具生物气特征。

第三节　勘探方向

黄骅坳陷的油气勘探与开发，按照先易后难、由浅到深的顺序，逐步展开，不断扩大，经历了曲折的道路。实践说明，黄骅坳陷油气资源潜力较大。为了今后更好地开展勘探工作，提出以下五个方向：

一、运用复式油气区的特征，在盆地的不同部位寻找大、中型油气田

要把大港油田建成大型的油气区，在勘探开发的几个主要油气区内，尽快探明地质储量，必须运用复式油气区的理论指导勘探开发工作，建立油气藏模式，进行立体研究，立体勘探，全面开发。从而，在盆地的不同部位，有针对性的预测和发现不同类型的油气藏，迅速增加储量。

根据区域地质条件和复式油气区的特点，我们对南区、中区、北区和海滩—极浅海四个地区进行重新评价，对20个重点区带作了重新论证，按生油量法和圈闭体积法进行资源预测，作为编制勘探开发规划的依据。

将上述20个重点区带作为勘探的主攻对象，按照“先易后难、深浅兼顾、油气并重、以陆为主、兼顾海滩”的原则，实行区域上的整体解剖。甩开钻探，尽快探明含油规模，多拿储量。为了迅速增加储量，应抓好两个系统工程：一是以地震勘探为主体、开展区域评价的系统工程，抓紧海陆连片的地球物理勘探，整体规划，统一部署，开展地震构造学、地震地

层学和地震岩相学的研究，充分利用各种信息，进行区域评价和圈闭评价；二是以预探井为主体，建立控制储量的系统工程，采用科学打探井的成套技术，发现油层，保护油层，取全取准各项资料，加强地质综合研究，开展油层评价、油藏预测和评价等项工作。

二、加强天然气勘探，使天然气储量和产量有较大幅度的增长

大港油田地处京、津、唐工业区，工业用气和民用气的需求量越来越大，天然气供需矛盾日益突出。为了改变目前天然气供不应求的局面，满足国民经济发展的需要，今后一定要加强天然气的勘探。

从天然气赋存的地质条件来看，黄骅坳陷中、北部位于冀津辽含油气带的中段，区域构造位置十分有利。西侧紧邻沧县隆起、北面是燕山褶皱带的前缘，第三纪沉降幅度大，新生界厚度约 6000～8000 米。河流从周缘山地或丘陵地带，向湖盆输送了大量的陆源有机物质。混合偏腐植型的生油母质，是生成天然气的物质基础；近岸水下扇、重力流水道砂和深水浊积砂，提供了良好的储集层；板桥和北堡断裂构造带与各种砂体相配合，形成了多种类型的圈闭，是天然气聚集的有利地区。

开展天然气勘探既要立足于寻找油型气，又要研究煤成气、生物甲烷气和二氧化碳气的形成和保存。第一，近期以板桥含气区作为勘探重点，选择沈东—大张坨、板北东—驴驹河、白水头—唐家河三个有利区带优先钻探，扩大含气范围，增加后备储量。据圈闭法资源预测天然气储量可以实现翻一番的目标。第二，积极开辟南堡凹陷新气源，从北堡—高南已发现的气藏入手，查明天然气在平面上和纵向上的分布特点，甩开钻探、整带解剖，作为天然气产量的接替地区。第三，中、南区之间由羊二庄—孔店凸起的北西向地带，石炭纪煤系地层发育，煤层厚度为 15～50 米，是寻找煤成气的有利地区；埕北斜坡庄浅 2 井在明化镇组下段发现浅气层，并获得工业性气流。应继续探索煤成气和浅层气的聚集条件，坚持勘探，争取有所突破，打开新的找气领域。

三、开辟新的找油领域，为实现储量接替作好资源准备

从渤海湾油区来看，黄骅坳陷位于渤海沿岸的腹地，丰富的油气资源与广阔的勘探前景是客观存在的有利条件，要开创勘探开发的新局面，必须加强区域地质研究，开辟新的找油领域。我们认为对以下三大领域应加强研究，积极展开勘探，为实现储量接替作好准备。

1. 火山岩油气藏

1986 年 9 月于孔店南部风化店构造枣 55 井中生界安山岩中获得高产油流。这一重大发现，打开了新的找油领域。安山岩既具有气孔和构造裂隙，又有收缩裂缝，缝洞连通，不仅可以储油，而且能够形成高产油气藏。目前已投入开发，勘探成果不断扩大。通过构造分析，已发现 7 个中生界安山岩穹丘，构造面积 146 平方公里，是比较现实的勘探对象。此外，在孔西和孔东断裂带的孔三段、孔二段、孔一段和沙三段均遇火山岩，5 口井在玄武岩或辉缘岩中获工业性油流。说明孔店南部火山岩纵向含油层位多，平面分布范围广，具有相当可观的含油规模。

中区歧口凹陷的唐家河和张巨河两个构造，已在沙一段上部发现辉绿岩油层，于张 7 井获工业性油流，展示出在火山岩中找油的广阔前景。北区东营组和馆陶组火山岩分布广泛，对其含油性应给予足够的重视。综上所述，火山岩是在主要聚油期之前形成的，它对油气聚集并无破坏作用；视其缝洞发育程度，既可作为良好的储集层，又可能成为盖层，并起古构造的作用。而且火山活动可以使围岩局部增温，有利于有机质的局部富集和向烃类转化，控制储集层和圈闭的发育。由此可见，黄骅坳陷中新生代的火山活动对于油气藏的形成，其建

设性因素居于主导地位。今后要深入研究火山岩的空间分布规律及其控制因素；相带变化序列，缝洞发育程度及储油物性三者之间的关系；圈闭条件和火山岩油气藏的特点。对地震勘探方法、火山岩油层的测井系列及试验室的测试，要组织技术攻关。近期以南区和中区作为重点，积极开辟前第三系找油的新领域。

2. 隐蔽油气藏

50～60年代用"背斜聚油"的理论指导油气勘探，发现了一大批构造油气藏，获得了成功；70年代根据我国东部地区的勘探实践提出了"断裂控油"的认识和"大断裂下两侧，沿主断找高产"的部署原则，跳出局部构造，以二级构造带作为勘探对象，发现了各种类型的高产断块油气藏，前进了一步；80年代随着勘探技术的发展和勘探领域的扩展，总结出"复式油气区"的理论，开阔了找油视野，勘探工作由二级构造带逐步向斜坡带和凹陷带扩展，非背斜隐蔽油气藏相继发现，找油领域越来越宽，进入了立体评价、立体勘探的阶段。

近两年我们运用复式油气区的理论指导勘探工作，在歧口凹陷槽部，发现港深32井区浊积砂体油气藏和歧北西斜坡地层岩性油气藏；在沧东、板桥、北塘和南堡等凹陷，发现了各种类型的砂岩体，打开了凹陷和斜坡带找油的新领域。今后应加强地震资料的精细处理和综合解释，深入研究隐蔽油气藏的形成条件和分布规律，开展油气藏预测。不断扩大歧北洼陷、歧南洼陷的勘探成果；积极探索南堡凹陷东营组—沙一段、板桥凹陷沙一、二段，沧东—南皮凹陷沙三段—孔一段的隐蔽油气藏；努力开辟在北塘、盐山凹陷和马头营凸起围斜部分找油的新领域；坚持研究沧县隆起这个广阔的后备领域，搞好圈闭评价工作。

3. 海滩—极浅海地区

黄骅坳陷濒临渤海，北起滦河口，南至四女寺河口，海岸线长达254公里，海滩—极浅海面积3116平方公里（其中海滩810平方公里、0～5米水深浅的极浅海2226平方公里。在这个新月形的地带内，截至1986年底已完成地震测线4259公里，其中数字地震测线1353公里，发现了12个大型构造圈闭。近海沿岸地区共钻探井44口，试油34口，获工业性油流井21口。已发现5个油田（高尚堡、唐家河、港东、羊二庄、海四井区），6个含油构造（柳赞、庙南、北堡、塘沽、白水头、张巨河）。虽然勘探程度尚低，而成果却十分明显。

该区区域地质条件优越，油气资源丰富。横跨歧口、北塘、南堡和秦南四个生油凹陷，而且凹陷主体位于海域，用生油量法计算的资源量相当可观。北、东、南三个方向的物源，输入了大量的碎屑物质，砂体类型多、储集层发育。在南堡凹陷海域部分发现老堡断裂构造带和北堡含油构造，构造面积250平方公里，含油层系有上第三系，下第三系东营组和沙河街组，应积极创造条件，尽快投入钻探，力争有大的发现。歧口凹陷北翼有白水头—灯船南、唐家河—马东东断裂构造带，南翼有张巨河—海1井、羊二庄—海4井和赵家堡断裂构造带，有利勘探面积1660平方公里，已在沙河街组、东营组、馆陶—明化镇组获得工业性油气流，高产井多。具有优越的成油条件，油源充沛，储集层发育，圈闭类型多，断裂活动时期长，有利于浅层油气藏的形成。值得指出的是张东构造属于继承性的大型构造，圈闭面积40平方公里，幅度100～300米，深层为穹窿背斜，浅层为逆牵引背斜；四周均发现含油气构造，预测含油层系有馆陶组—明化镇组、东营组、沙河街组，前第三系有可能形成潜山油气藏，应作为海滩勘探的突破口。

北塘凹陷北有大神堂构造，南有新港断裂构造带和新港重力高，地震勘探程度低，构造面貌不清，首先要开展地球物理综合勘探，查明构造形态和断裂组合，落实圈闭，作为第二

批钻探对象。

综上所述，要抓紧海陆连片的地震勘探，统一部署测线，分期实施。查明陆地和海域的构造关系、断裂系统和局部构造的分布，对评价为有利的构造，待加密测线、圈闭条件落实后再投入预探。

四、重视老油区二次勘探，增加已开发油田的稳产基础

在加强新区新带新领域勘探的同时，还要开辟二次勘探的老油区。二次勘探的主要任务，就是实现老油区深探、扩边、连片。总结勘探开发的经验教训，实际上我们经历了发现油田，投入开发；二次勘探，扩边连片、发现深部油气藏，储量扩大，产量上升的过程。老油区地面油气集输流程已经建成，产能建设投资少、见效快，经济效益高，新增储量能够迅速转化成产能，是实现良性循环的重要措施。例如，中部港东开发区上第三系浅层油气藏于1968年投入开发之后，通过深探，于1978年发现马西、马东深层高产油气藏，尔后在又发现了联盟浅层和深层油气藏。近两年又在浅层逆牵引背斜油气藏外围发现构造-岩性油气藏，扩大了油田面积，实现了含油连片。板桥凝析油气田沙一下凝析气藏投入开发之后，经深层勘探又发现了沙二段油气藏，并实现了板北、板中、板南三大区块的含油连片和产量的接替。南区小集油田投入开发之后，在小集东发现了979井高产断块，小集南北扩大了含油面积，最近在小集西找到新的含油高点，并发现孔一段下部油层。实例很多，不一一列举。

大量事例说明，随着对地下认识的深化，勘探开发成果不断扩大。同时开展老油区的二次勘探，坚持探深层、扩新块、打连片，以达到增储稳产的目的。

五、在复式油气区实行滚动勘探，滚动开发，是赢得时间，提高效益的有效方法

复式油气区既有油气富集的一面，也有复杂的一面，如果按照常规的勘探开发程序，就会贻误增储上产的时机。

对于滚动勘探、滚动开发的含意和作法，石油部领导和胜利油田的同志，总结了济阳坳陷近几年的勘探开发实践，提出了以下的看法即“在一个大的构造带上，先搞数字地震，配合打一些参数井，把地质情况搞清楚。预探井出了油，控制了整个含油范围之后，就布置一套基础井网，这些井既是探井，又是生产井，基础井网打完了，断块也大体清楚了。然后，再根据断块的大小，补上几口生产井，生产井网也就完善了。这就叫做滚动勘探、滚动开发”。由此可见，滚动勘探开发必须从实际出发，严格按客观规律办事，科学地组织勘探、开发和生产建设工作。要求阶段不能逾越，标准不能降低，节奏又要加快，章法不乱。为此应采用以下新技术：

1）采用数字地震技术，开展三维地震和垂直地震剖面（VSP）测井。提高地震勘探精度、信息质量和资料处理解释水平，除发现、落实圈闭外，还要通过地震地层学的分析，解释岩性岩相，进行横向预测，配合作非地震物化探直接找油，综合解释。

2）采用科学打井技术，按油气藏类型打丛式井和定向斜井，使用低固相优质轻泥浆和多层套管程序，见到油层就取芯，保护油气层。

3）采用数字测井和地层测试技术，探井必须坚持自上而下的中途测试和自下而上的系统试油，高精度压力计探边测试，取全取准产量、液性、压力等项资料，开展油层评价和早期油气藏预测。

4）科学地开发油田，应用油气藏描述和数值模拟等项技术，按照系统工程的要求编制开发方案。对大中型油田的开发，采取“长期稳产”的方针；对小断块油田的开发，采取“高速开采”的方针；同时安排好区块之间的接替。

近几年大港油田在孔店南部，采用“滚动勘探、滚动开发”的方法，取得了明显的效果。例如，枣园油田主体部分孔一段枣Ⅱ、Ⅲ油组于1978年投入开发之后，随后滚动勘探开发枣南断块孔一段下部油气藏，枣北自来屯孔一段上部油气藏，枣园风化店孔二段油气藏。特别是深部中生界安山岩油气藏发现之后，打开了新的领域。从浅到深四套油气藏互相迭置，目前正进行立体评价，整体开发，随着稠油开采工艺的提高，产量不断增长。为了加快增储上产的速度，我们必须坚持“滚动勘探、滚动开发”的程序和方法，并在实践中不断补充，不断完善。

第十二章　外围地区——沧县隆起

沧县隆起位于河北省和天津市的行政辖区内，纵贯河北省的中部，包括天津市郊县的大部。北起宁河与燕山褶皱带相连，南抵临清坳陷，西至献县、文安、武清一线与冀中坳陷为界，东到小站、沧州、东光、吴桥一线与黄骅坳陷相邻。走向为北北东向，长约 300 公里，宽 30～50 公里，面积约 12000 平方公里。在地质构造单元划分上与黄骅坳陷、冀中坳陷同属渤海湾盆地的次一级构造单元（图 12–1）。

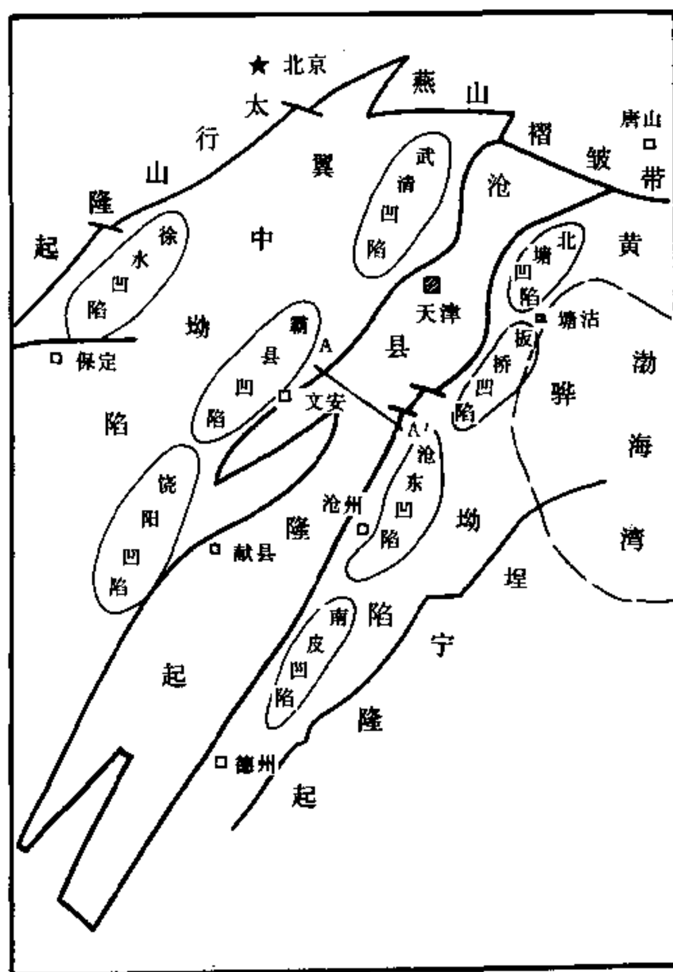


图 12–1　沧县隆起区域位置图

沧县隆起是一个巨大的潜伏隆起。上第三系明化镇组或馆陶组直接覆盖在中生界或古生界之上。目前勘探程度低，1956 年前由原地质部石油地质局华北石油普查大队对整个沧县隆起进行了 1∶20 万的重磁力普查工作，并于同年 10 月 26 日在明化镇凸起上钻探了华 1 井，它是华北探区的第一口探井。1960 年做了华北平原北部 1∶20 万航空磁力测量。以后

表 12-1　沧县隆起勘探数据表

构造单元名称	面积 (km^2)	井号	完钻深度 (m)	完钻层位	钻遇地层	古生界风化面深度(m)	油气显示、井漏、放空情况	测试情况	物探程度
潘庄凸起	410	潘 1	1174.38	Nm	Q、Nm		无显示		重磁力详查
小韩庄凸起	180	津 2	1670.81	€	Q、Nm、O、€	1260	1271m 井壁取芯,石灰岩见微黄色荧光;1340.44～1341.24m,放空 0.8m	1261～1275m 畅流水 180m^3 / d	地震半详查
		津 3	1872.28	O	Q、Nm、Ng、Mz、C、O	1705	无显示	电测后捞液,液面 503m,出水 2.68m^3 / d	
		津 4	3091.17	Z_2w	Q、Nm、Ng、Mz、C、O、€、Z	1568	Mz 见油斑;C1614m 见 6 颗油斑;O1974.5～1985m 见油斑灰岩;2037～2077m 见沥青,Z13033～3035m 见荧光砂岩;1681～1693.49m,漏失泥浆 300m^3	测试产水 102m^3 / d	
		增 2	1303.82	Z_3l	Q、Nm、€、Z	990	1162.5,1270m 见气测异常;1013.7 及 1104.35m 共漏失泥浆 70m^3	测试产水 59.5m^3 / d	
		增 3	2397.82	Z_{1g}	Q、Nm、€、Z	1074	1530～1824.8m 气泡,漏失泥浆 149.5m^3	测试产水 350m^3 / d,井口水温 86℃	
		增 4	2839	Z_{1g}	Q、Nm、Ng、Ed、Es、Z	2407	2481～2505.49m 钻井过程气泡 30%;2643～2659m 气测异常;2719m 见 1 颗荧光泥质白云岩	测试产水 123m^3 / d	
		增 11	1418.1	Z_{1g}	Q、Nm、Ng、Z	1360	在 1380m 以后钻进过程有渗漏现象,最多 8 小时漏 5～6m^3		
		增 12	1257.11	€	Q、Nm、Ng、Z	1233	1232～1244.4m 漏失 90m^3;1244.4～1257.11m 漏失 27m^3	测试水 120m^3 / d	
		板 1	3155.11	Z_2w	Q、Nm、Ng、Ed、Es、Mz、€、Z	2094.5	3006～3013m 见 27 颗油斑灰岩		
		塘 23	2723.11	Z_2w	Q、Nm、Ng、Es、Mz、C、O、€、Z	2509	2343～2723.11m 多次漏失,共漏失泥浆 515m^3	井深 2580m,裸眼井段 2233.74～2580m 折算出水 244m^3 / d	

续表

构造单元名称	面积(km^2)	井号	完钻深度(m)	完钻层位	钻遇地层	古生界风化面深度(m)	油气显示、井漏、放空情况	测试情况	物探程度
双窨凸起	700	津1	1852.2	Z_2w	Q、Nm、Ng、∈、Z	1336	1392～1493m 见 34 颗沥青；1852～1852.2 放空 0.2m,漏失泥浆 $55m^3$		重磁力详查
		震4	1406.13	Z_2w	Q、Nm、Z	1031.5	无显示	1362～1371m 产水 $2000m^3/d$ 水温 70～84℃	
		热津1	1543.58	∈	Q、Nm、C、O、∈	1046	1141.66～1543.58m 严重井漏	测试产水 $3672m^3/d$ 水温 56℃	
大城凸起	2000	城2	950.69	P	Q、Nm、P	887.5	无显示		地震普查
		大1	1810.04	∈	Q、Nm、O、∈	810.5	1506～1517m 气测异常.1686.7～1687.1m 放空 0.4m	831～1810m 钻井自溢水累计 $142.11m^3$	
		大6	2585	Z_2w	Q、Nm、O、∈、Z	710	711～712m 见油斑灰岩;723～724 放空 1 米;泥浆漏失	中途测试产水 $51m^3/d$	
		河参3	3036	Mz	Q、Nm、Ng、Mz		无显示		
兴济凸起	2650	济1	1735	Z_1g	Q、Nm、Z	1106	1351.5～1467.25m,气测异常;1155～1390 漏失 $203m^3$	测试产水 $1940m^3/d$ 水温 62℃	地震详查主体部分
		浅沧1	995.73	O	Q、Nm、O	775	无显示		
		泊古1	2105.3	O	Q、Nm、P、C、O	1010	C—P 1435～1525m 见气测异常	测试产水 $97.6m^3/d$	
		孔12	2843	Ar	Q、Nm、Ng、E、Ar	2787.5			
献县凸起	1400	献1	1042.53	O	Q、Nm、O	1032	无显示		重磁力详查

续表

构造单元名称	面积(km^2)	井号	完钻深度(m)	完钻层位	钻遇地层	古生界风化面深度(m)	油气显示、井漏、放空情况	测试情况	物探程度
明化镇凸起	810	华1	1936.7	€	Q、Nm、O、€	1063	无显示		重磁力详查
		浅华3	1148	O	Q、Nm、O	1144	无显示		
武城凸起	900								重磁力详查
里坦凹陷	1050	大2	2778	O	Q、Nm、Ng、Mz、C、P、O	1862.5	2497～2687m 见荧光砂岩;槽面见气泡 40～80%		地震普查
		大3	2748	C	Q、Nm、Ng、Mz、P、C	1908.5	2600～2694.85m 气测异常;钻井取芯 2626.69～2695.57m 岩芯有 80 处冒气	试油 2508～2748m 出水 $15.5m^3/d$	
		大4	3026.9	O	Q、Nm、Ng、Mz、P、C、O	1888	2556.6～2697.5m,2955.25～2973.75m 为气测异常段;2770.75～3017m,漏失泥浆 $55.85m^3$	2751.6～3026.9m 试油出水 $2.2m^3/d$。累计 $110m^3$	
		大5	3280.07	O	Q、Nm、Ng、Es、Mz、P、C、O	2119	2870.25～2991.84m 气测异常段,槽面见气泡 2～7%;3163.0m 见 1 颗含油灰岩,3162.25～3162.75m 漏失泥浆 $76.49m^3$	3085.2～3280.7m 试油产水 $132m^3/d$	
		大7	2630	O	Q、Nm、Ng、E、Mz、P、C、O		无显示		
白塘口凹陷	400								地震普查
阜城凹陷	1500	献2	1227.6	P	Q、Nm、P	1204	无显示		重磁力详查
总计	12000	31	63583.18	钻探井 31 口,其中见显示井 15 口					

石油工业部又在沧县隆起进行了地震勘探和钻探工作。地震勘探工作主要集中在隆起中段的大城—兴济及隆起的东西两侧，而在隆起的南北两段工作量甚少，截至1986年底共计完成各种类型的地震剖面6713公里，其中6次、12次覆盖剖面2410公里。到1986年底累计打探井31口，进尺63583.18米（表12−1）。随着石油勘探工作的不断深入和不同类型油气藏在其东西两侧的黄骅坳陷和冀中坳陷中相继发现，以及天津市地热资源的开发和利用，逐步引起了人们对沧县隆起能源潜力的重视。

第一节 沧县隆起的地质特征

一、地层和沉积

根据钻井资料并结合物探成果，对沧县隆起的地层、沉积序列、分布范围和岩性特征，有了初步的了解。沧县隆起已被揭示的地层计有中—上元古界、古生界、中—新生界，地层总厚度约6000米。

1. 中—上元古界

中—晚元古代的沉积中心位于北部的蓟县一带，沉积厚度达9000米，向南逐渐减薄，到沧州以北地区厚度减至2000～3000米左右，向南到德州以南厚度减至500米以下。本区揭穿中—上元古界长城系、蓟县系及青白口系，钻遇该套地层最厚的探井是增3井和增4井。现以这两口井的实际资料，对中—上元古界进行简要描述。

(1) 长城系高于庄组　本区只有增4井揭露较厚。增4井位于小韩庄凸起的东侧，其上直接为下第三系沙一段所覆盖，自2407米进入高于庄组，2839米完钻（未穿），钻遇厚度432米，属高于庄组上部地层，该432米地层自井底往上可分为三个岩性段：2710～2839米为含泥白云岩，多为灰白色、深灰色泥质白云岩，夹灰黑色泥岩、含砾泥岩；2512～2710米以硅质白云岩为主，为灰白色、褐灰色硅质白云岩夹灰黑色泥岩及灰色含砂硅质白云岩；2407～2512米以灰质白云岩为主，为褐色、灰白色灰质白云岩夹灰褐色白云质灰岩及黑色泥岩。

(2) 蓟县系雾迷山组　以增3井为代表，该井于1332米进入雾迷山组，2362米钻穿，钻遇厚度1030米，为本区钻遇雾迷山组最厚的探井。自下而上可分为四个岩性段：1976.5～2362米，厚385.5米，下部为灰褐色硅质白云岩与灰色泥质白云岩及灰褐色含硅质泥质白云岩，呈不等厚互层；中部以厚层状灰白色纯白云岩为主，与厚层状褐灰色硅质白云岩呈旋回层；上部为厚层状灰白色纯白云岩与厚层状褐灰色硅质白云岩呈旋回层夹薄层灰色含泥质白云岩。1698～1976.5米，厚278.5米，该段地层上部颜色较单一，以灰白色为主，白云质较纯，局部结晶不均匀，呈斑点状；中部白云岩含硅质重，间夹数层泥岩。1500～1698米，厚198米，以硅质白云岩为主，单层含硅质较均匀，纵向上变化较大，泥质含量下部较集中；底部为棕红色泥质白云岩。1332～1500米，厚168米，为厚层状灰褐色硅质白云岩夹浅灰色白云岩及灰色泥质白云岩薄层。

(3) 青白口系　以增3井为例，揭露地层为下马岭组、龙山组及景儿峪组。下马岭组钻遇30米，以角砾岩为主，颜色以褐灰色为主，石灰岩普遍含硅质成分较重，硬度大，与下伏雾迷山组呈不整合接触。龙山组厚56米，砂岩中含海绿石较高，为其主要特征，而且砂岩自下而上由粗变细，底部含砾。景儿峪组厚82米，以绿、灰色（鸭蛋青）泥灰岩为主，普遍含泥质较重，为景儿峪组标准岩性。

2. 下古生界

以津4井为代表，钻遇寒武系及奥陶系。

(1) 寒武系　厚510米。下统以馒头组为代表，厚89米，灰紫色、暗棕红色页岩夹灰白色石灰岩。中统的下部为厚120米的厚层状页岩、夹鲕状灰岩，称徐庄组；上部即张夏组，厚132米，为浅灰色鲕状灰岩及灰紫色页岩。上统也可分为两个岩性段，下部为灰紫色页岩夹薄层石灰岩，称崮山组，厚59米；上部为110米的褐色石灰岩及竹叶状灰岩，称风山、长山组。

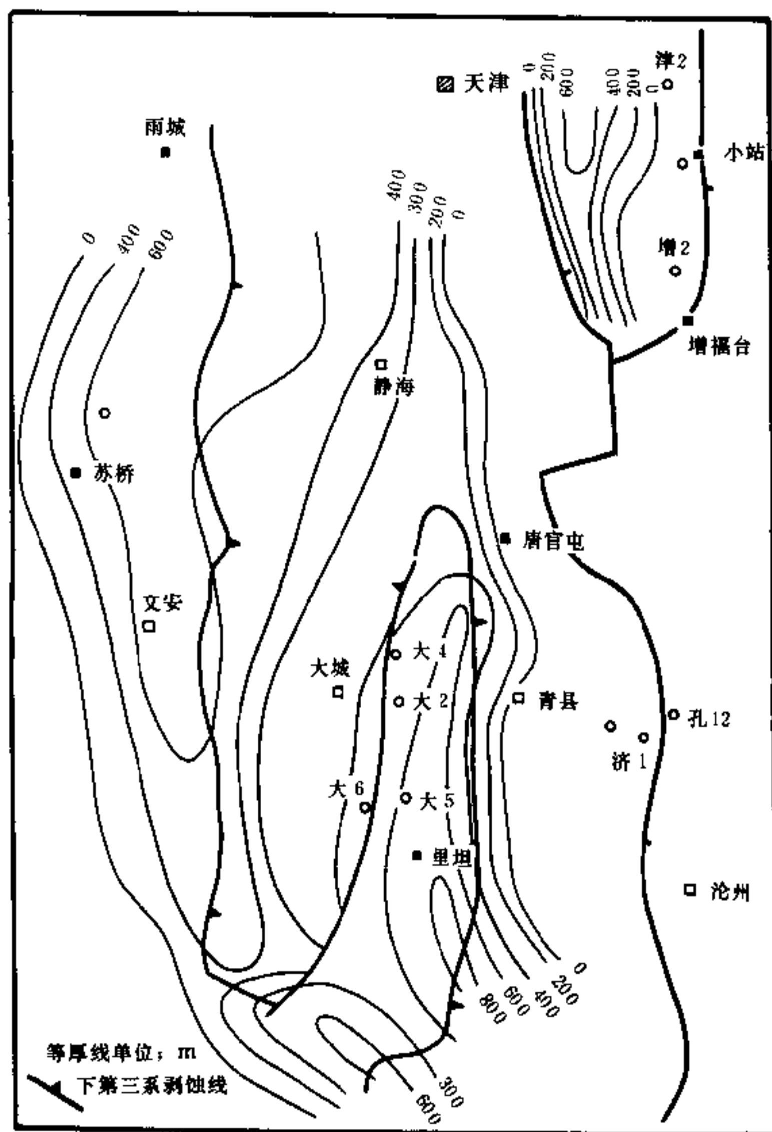


图12-2　沧县隆起石炭—二叠系等厚图

(2) 奥陶系　加里东运动使渤海湾盆地整体上升，经历了1亿年的长期风化剥蚀，缺失上奥陶统—下石炭统，因而本区只有中、下奥陶统，为一套碳酸盐岩沉积。下统厚202米，下部为大套灰色花斑石灰岩及竹叶状灰岩；上部为大套褐色石灰岩见黑色沥青。中统即马家沟组石灰岩，厚515米，可分为三个岩性段，下段为褐色石灰岩，方解石脉发育，见黑色沥

青；中段以灰色石灰岩为主，夹白云质灰岩，方解石脉发育，底部见沥青质灰岩；上段为浅灰色石灰岩，夹灰黑色泥岩。

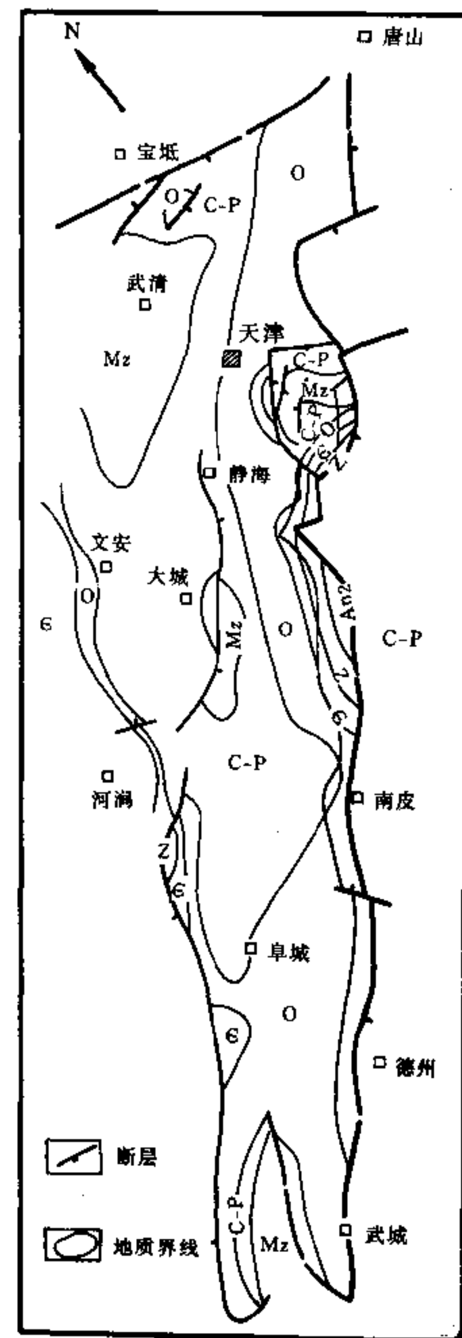


图 12–3　沧县隆起前第三系古地质图

3. 上古生界

中石炭世—二叠纪时期，盆地又处于整个下降阶段，接受了一套砂、泥岩互层夹煤层的海陆交互相沉积。沧县隆起上的石炭—二叠系分布于天津、静海、青县以西的大城凸起，里坦凹陷的广大地区及白塘口凹陷（图 12–2、图 12–3）。本区泊古 1 井揭露较全，该井揭穿石炭—二叠系 600 余米，其中石炭系 200 余米、二叠系 400 余米。

(1) 石炭系　下部为灰色、深灰色、黑色泥岩与灰色、灰白色、深灰色细粉砂岩、粉砂岩、含砾砂岩互层，夹黑色薄煤层及炭质页岩；底部为灰色石灰岩和灰色铝土岩与下伏奥陶系呈不整合接触；上部为煤层、炭质页岩，灰色、灰黑色泥岩夹灰色细砂岩及薄层深灰色、灰褐色石灰岩。

(2) 二叠系　下部岩性为灰黑色炭质页岩、煤层，灰色、深灰色泥岩、砂质泥岩与灰绿色、灰色细砂岩互层，夹薄层暗紫红色泥岩及灰色砂砾岩；上部为浅灰色、灰白色含砾砂岩、砂砾岩，灰绿色、灰色粗砂岩、中砂岩与灰色、深灰色、紫红色泥岩、砂质泥岩互层；顶部夹薄层灰黑色炭质泥岩，整个石炭—二叠系含煤层厚 22 米，炭质页岩厚 100 米。

4. 中生界

中生界在大部地区缺失，只有在白塘口、里坦凹陷及大城凸起两侧的石炭—二叠系的向斜内有沉积，厚度 700 米（图 12–4）。本区大 2 井、塘 23 井揭露的较厚，其岩性属于典型的陆相碎屑沉积，岩性较杂。中上部主要为棕红色、紫色泥岩夹砂岩、粉砂岩、砂砾岩与紫红色砂砾岩互层。泥岩一般含砂质，部分较纯。砂质岩多疏松、分选差，普遍含石英燧石砾石。不含化石。下部地层底部出现暗色泥岩、炭质泥岩及煤线，定为侏罗系。

5. 新生界

新生界下第三系除里坦、白塘口凹陷之外，普遍缺失。隆起部位因古地形不平，导致上第三系下部沉积不全，而上第三系明化镇组及第四系平原组遍布全区。目前已揭示新生界第

四系及上、下第三系总厚度在 1500 米左右。

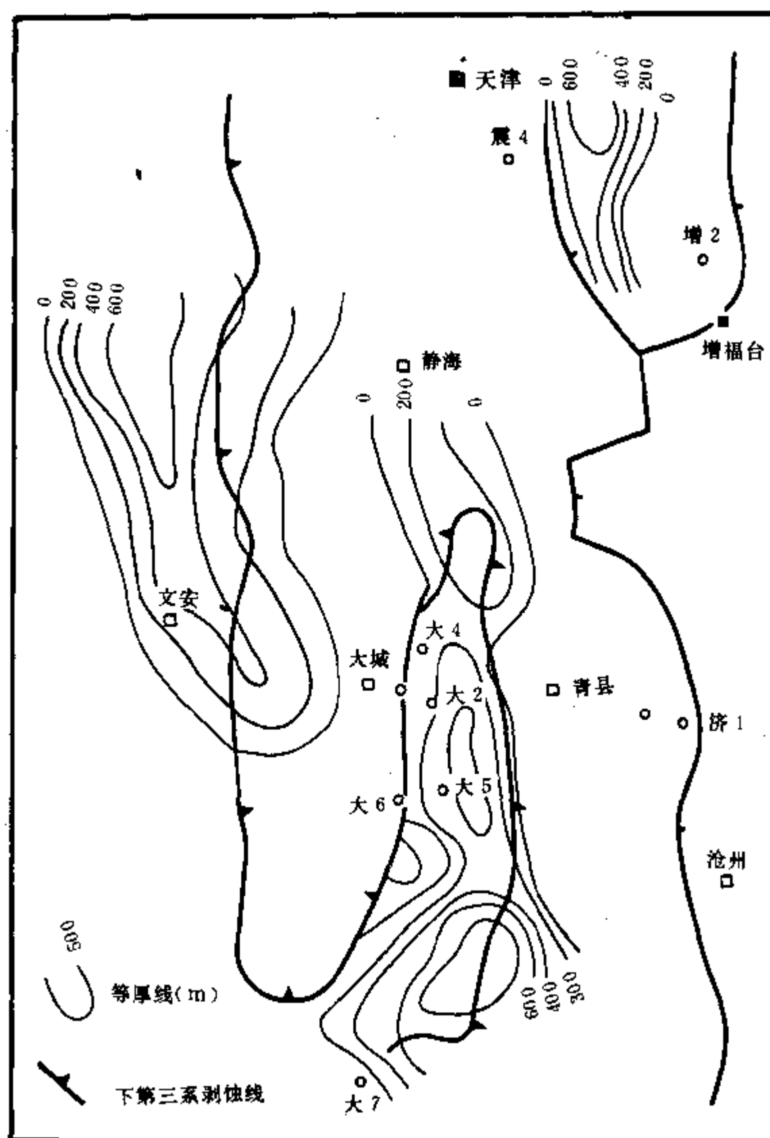


图 12–4　沧县隆起中生界等厚图

二、构造发育及单元划分

通过物探和钻井资料证实，沧县隆起的地质结构相当复杂，但总的来看是中间高，下古生界埋深 700 米（如沧浅 1 井 775 米）；南北低，古生界埋深 1100～1200 米，（如位于北部的津 2 井 1260 米，南部的泊古 1 井 1010 米）；东断西超。沧县隆起与其东侧的黄骅坳陷呈断层接触，与西侧的冀中坳陷为超覆关系（图 12–5）。这种东断西超的地质构造特征即使在内部的凹陷中也表现得很清楚，如里坦、白塘口等凹陷，也具有这种特点。

沧县隆起与其两侧的坳陷一样，显示东西构造正负相间呈带状分布的特点。根据下古生界不同时期顶面的埋深，沉积盖层的分布，构造发育及与周边关系综合分析，其构造单元大致可划分为两个凸起带和一个凹陷带，并由次一级构造单元，即 8 个凸起和 3 个凹陷所组成。自南而北，西带为明化镇、献县、大城、双窑、潘庄等 5 个凸起；中间以阜城、

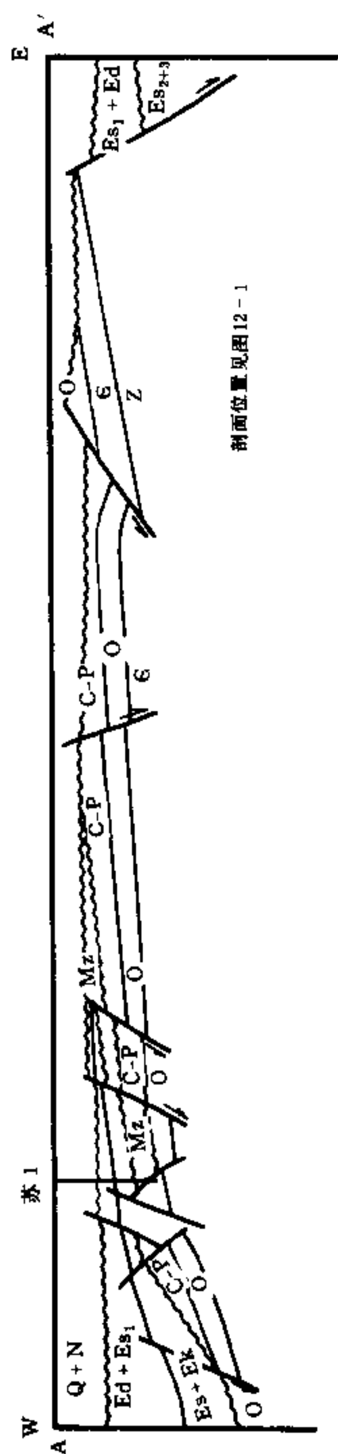


图 12-5　沧县隆起横剖面示意图

里坦、白塘口3个凹陷相联；东带为武城、兴济、小韩庄3个凸起组成（图12-6）。彼此相间，雁行排列。8个凸起中以兴济凸起规模最大，面积为2650平方公里，隆起最高，沧浅1井775米进入下古生界。但该凸起勘探程度很低，到目前为止只钻探井4口。小韩庄凸起勘探程度最高，在180平方公里面积内已钻探井10口，但只见到一些油气显示和热水，而未见油气流。3个凹陷中以白塘口凹陷面积最小。，为410平方公里，凹陷内下第三系较薄，仅有300～400米。里坦凹陷和阜城凹陷面积都较大，前者为1050平方公里，后者为1500平方公里，石炭—二叠系和下第三系也有分布。里坦凹陷中钻探的大3、大4等井均在石炭系中见到气测异常。纵观整个沧县隆起，以下古生界顶面为基准面，向西、向北、向南三面变低，沧县隆起的内幕结构，总的趋势是中段东侧高，地层向北、南、西三面倾斜，区域上为西倾的单面山。

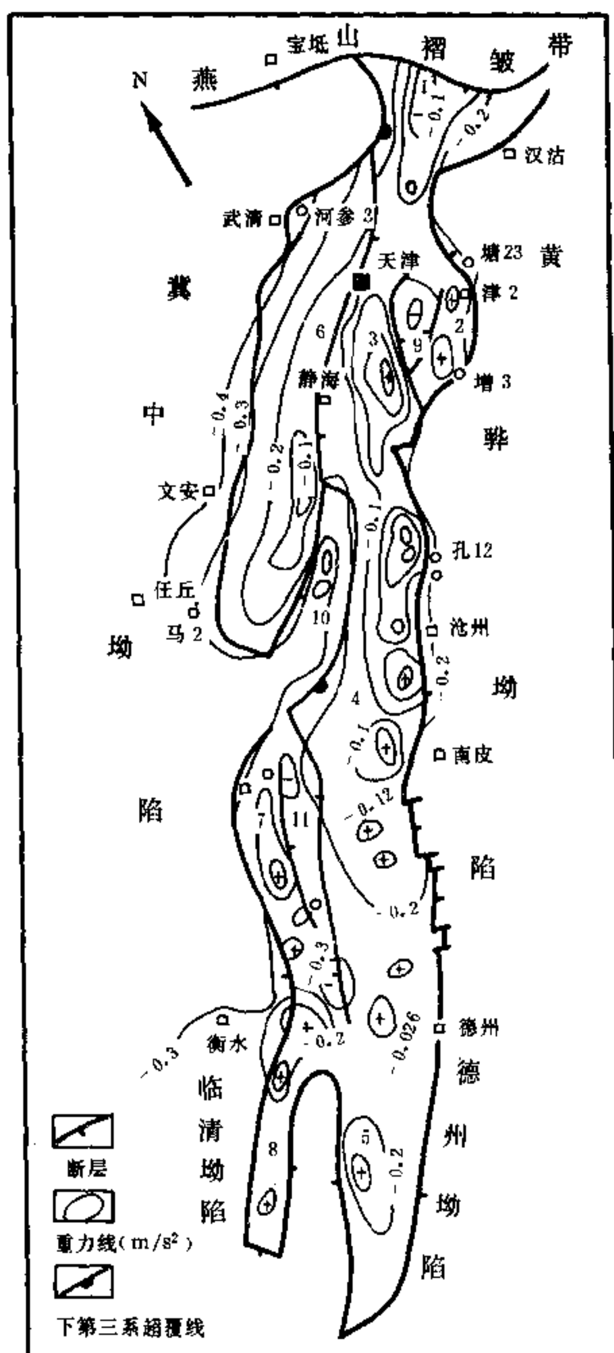


图12-6　沧县隆起构造单元划分图

1—潘庄凸起；2—小韩庄凸起；3—双窑凸起；4—兴济凸起；5—武城凸起；6—大城凸起；7—献县凸起；8—明化镇凸起；9—白塘口凹陷；10—里坦凹陷；11—阜城凹陷

沧县隆起属于渤海湾盆地的次一级正向构造单元，因而它的形成和演化与整个渤海湾盆地的发育史有着密切的关系。吕梁运动奠定了渤海湾盆地的基础，发生了一次规模巨大的海侵，沉积了中上元古界巨厚的碳酸盐岩和碎屑岩地层，沧县隆起处于围斜部位，厚度约2000米。元古代末期的蓟县运动，持续时间不长，经过短期的沉积间断之后沉积了寒武系和中下奥陶统海相石灰岩地层，厚约1400米。中奥陶世末由于加里东构造运动的影响，该隆起随着华北地台的整体上升而上升，遭受了长期的风化剥蚀，古地形趋于准平原化，缺失上奥陶统、志留系、泥盆系、下石炭统。海西构造运动使得华北地台时而整体

下降，时而又上升，从而接受了海陆交互相的石炭系含煤地层，厚度200～300米，二叠系为陆相沉积。海西末期构造运动波及整个华北地台，使古生界发生平缓褶皱。印支运动及后来的燕山运动使华北地台解体，表现为强烈的块断活动，并发育了一些大断层，如白塘口西，大城东、沧东等断层。在这些大断层的控制和古地形的影响下接受了中生界沉积，总趋势由南往北加厚。一般认为只有在褶皱的低洼处才有沉积，如里坦、白塘口凹陷及大城凸起西侧（文安斜坡），其它地区处于上升状态遭受剥蚀（图12-4）。中生代末期由于燕山五幕强烈构造运动的影响，东侧的黄骅坳陷在沧东大断层的控制下，接受下第三系沉积5000～7000米，西侧的冀中坳陷也急剧下降，在隆起和坳陷之间形成文安斜坡，下第三系由西往东以层层超覆的形式沉积，最大厚度6000米，往东依次减薄，直至尖灭。此时期除去里坦、白塘口凹陷之外，均出露水面遭受剥蚀。渐新世末期由于喜山运动的影响仍然上升遭受剥蚀，之后整个渤海湾盆地，包括该隆起整体下沉接受沉积，直至第四纪。本区上第三系和第四系沉积厚度为700～1400米，由于古地形不平，致使上第三系不全，在凸起高部位只有明化镇组，而缺少馆陶组。

总观沧县隆起的发育和演化，可归纳为三隆起（晚奥陶世—早石炭世；二叠纪末—早侏罗纪，中生代末—早第三纪），四沉降（中、晚元古代—中奥陶世，中石炭世—二叠纪，中生代，晚第三纪—第四纪）的演化过程（图12-7）。

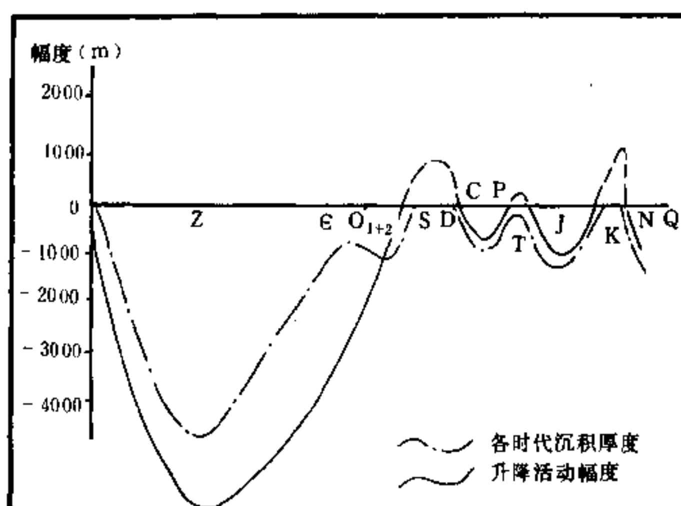


图12-7　沧县隆起发育演变示意图

三、生、储、盖条件

生油条件的好坏决定油源是否充沛，是油气藏形成不可缺少的因素。根据沧县隆起的地质情况其油源可有两种类型：一是第三系供油。该隆起处于冀中、黄骅两个坳陷之间，因为这两个与隆起直接接触的坳陷都有巨厚的下第三系生油层，沧县隆起的东侧紧靠北塘、板桥、沧东、南皮四个有利生油凹陷，其西侧又邻近武清、霸县、饶阳等有利生油凹陷，并且已在文安斜坡下第三系和古生界潜山中发现了工业性油气流，因此在沧县隆起上只要有良好的圈闭条件，就可形成油气藏。另一种油源来自沧县隆起本身的古老岩层。在华北北部古生界及中上元古界中已发现多处原生性油气显示，说明该套地层具有生油能力，且中上元古界的油气显示环绕沉积中心分布。中上元古界及下古生界为一套1400～6000米的海相碳酸盐

岩沉积，包括长城系、蓟县系和青白口系，下古生界寒武系和中、下奥陶系。对其生油特征（有机质丰度、有机质类型、成熟度以及生油层的评价等），华北油田和华东石油学院北京研究生部等单位都曾做过研究工作，并根据碳酸盐岩的有机碳、沥青和烃含量等提出了华北地区碳酸盐岩生油岩有机质评价标准。如以有机碳含量为例，大于0.2%的为好生油岩，0.1～0.2%为较好生油岩，0.05～0.1%为贫生油岩。从这一研究成果可以看出，中上元古界及下古生界寒武系、奥陶系的好生油岩及较好生油岩，主要分布于沧县隆起的中北部。因此可以推论沧县隆起上可能存在古老地层提供的油源。

储集层的优劣决定油气的富集程度。据华北油田的钻探资料证实，元古界雾迷山组、高于庄组块状结构的白云岩、硅质白云岩，寒武系府君山组石灰岩、白云岩和奥陶系亮甲山组石灰岩的缝洞都比较发育，可成为良好的储集层。在沧县隆起上这套地层也同样经受过多次构造运动和长期的淋滤溶蚀作用，在原始沉积孔隙和构造裂缝的基础上，其溶蚀孔隙、岩溶比较发育，形成高渗透储集层的条件是具备的。沧县隆起上共钻探井31口，其中钻达下古生界及其以下地层的井26口。在这26口探井中，在钻进过程中发生放空的井有4口（津1、津2、大1、大6），津2井钻入奥陶系亮甲山组放空0.8米，津1井钻入雾迷山组放空0.2米；发生井漏的探井有12口（津1、津4、增2、增3、增11、增12、塘23、热津1、济1、大4、大5、大6）；测试井17口，全部出水，水产量一般较高，如热津1井日产水3672立方米，济1井日产水1940立方米，增3井日产水350立方米。据完井综合曲线分析，古风化壳的储集条件较好，自然电位出现明显的负值。通过上述与邻区的对比及对钻井资料的综合判断，从区域上来看，沧县隆起储集层发育，储集性能好。

保存条件，特别是盖层条件，对油气藏的形成同样起着重要作用。如果盖层不佳，即使形成了油气富集也会受到破坏。根据沧县隆起的地质特征以及邻区的钻探结果，该隆起具有三套盖层：第一套是古老岩层中的页岩隔层，包括元古界杨庄组、龙山组、景儿峪组的页岩、泥灰岩及下古生界寒武系徐庄、毛庄、馒头组的紫红色页岩以及张夏组的紫灰色页岩夹层，如津4井寒武系钻厚514米，其中页岩夹层260米，约占51%，而泥岩隔层单层厚20米左右，可以起到盖层的作用；第二套为上古生界石炭—二叠系泥岩包括碳质页岩，如位于兴济凸起西翼的泊古1井石炭—二叠系厚653米，其中泥、页岩厚351米，可占整个地层厚度的54%；第三套是上第三系明化镇、馆陶组中的泥岩，馆陶组上部为浅棕红色泥岩与灰色砂岩互层，下为灰色砂砾岩夹薄层泥岩，如济1井明化镇组厚846米，其中泥岩厚400米，占整个地层厚度的45%，单层最大厚度30～40米，完全可以起到盖层的作用。上述不同时期的泥、页岩，分别在不同地区起盖层作用。元古界及下古生界寒武系中的页岩隔层主要在沧东、大城一带起盖层作用。石炭—二叠系在大城凸起、文安斜坡、兴济凸起南部起良好的盖层作用。上第三系馆陶、明化镇组在小韩庄、兴济凸起中北部及双窑凸起起盖层作用。由于馆陶、明化镇组属河流相沉积，横向上岩性变化较大，每个凸起上的泥岩含量亦不相同，因而每个凸起上的保存条件也不一样，即使在同一凸起上，保存条件也有差异。

至于沧县隆起的圈闭条件，到目前为止共发现不同类型的潜山70余个，其中包括残丘型、背斜型、断块和断鼻型等各种类型。但由于勘探程度低，绝大多数潜山地震勘探测网密度不够，因而潜山高点的确切位置，潜山的面貌以及内部结构都不十分清楚，有待进一步查明。

第二节　沧县隆起的油气前景展望

沧县隆起为一个长期抬升的隆起，主要以下古生界为基底，被上第三系馆陶—明化镇组所覆盖，勘探程度较低。该隆起处于两个生油坳陷之间，具备有利的地质条件，钻探结果证实油气显示普遍。在沧县隆起12000平方公里范围内，已钻探井31口，其中钻入古生界及其以下地层的探井共有29口，虽然分布不均，但有15口井见到不同程度的油、气、荧光、沥青等直接显示，而且以气显示为主（表12-1）。如位于兴济凸起的济1井在1351.5～1467.25米井段元古界雾迷山组白云岩中见到气测异常，取出气样可以点燃。板1井在3006～3013米井段寒武系石灰岩中直接见到油气显示，说明有过油气运移过程。从现有的资料及对该区生储盖条件的综合分析说明寻找油气和地热资源的前景广阔。

一、沧县隆起具有形成原生油气藏的条件

华北地区于中上元古界—下古生界地层露头中多处发现油苗，在部分钻井中发现油气显示，引起人们对古老地层原生油气藏的重视。中上元古界的高于庄、雾迷山组为大套灰白色白云岩、叠层石白云岩、沥青质白云岩，叠层藻极为发育。通过对北大港、孔店及部分沧县隆起的探井样品的分析（表12-2），有利生油层系的有机质丰度都超过生油岩下限，有机碳含量为0.08～0.10%，氯仿沥青"A"接近正常值。隆起北段雾迷山组厚达1000米以上，增3井钻遇厚度1030米，高于庄组济1井已钻遇395米。钻井资料证实缝洞发育，津1和济1井于雾迷山组发现井漏（济1井漏失泥浆203立方米；津1井漏失55立方米），说明储集性能好。高于庄组和雾迷山组之上分别有杨庄组和青白口系泥、页岩作盖层，因此本区中上元古界有两套生储盖组合，一是雾迷山组—青白口系组合，分布于沧州以北地区；另一是高于庄—杨庄组合，分布范围扩大到沧州以南。

寒武系也可形成两个生储盖组合，一是张夏组，以灰褐色石灰岩、鲕粒灰岩为主，夹泥、页岩，厚约150米，有机碳含量0.08%以上。缝洞发育，其上部地层可做盖层，形成良好的生储盖组合。另一个是寒武系上统，下部为薄层石灰岩、竹叶状灰岩夹页岩，上部为灰褐色泥纹或泥质条带灰岩、夹鲕粒状灰岩，厚170米。据大1井分析，有机碳含量为0.03%，氯仿沥青"A"含量0.02%，本统致密夹层多，可自行组成生储盖组合。

下奥陶统组合厚200米，以灰色、灰褐色石灰岩、竹叶状灰岩、泥质条带灰岩为主，地球化学指标较高，河2井有机碳含量为0.15～0.2%，沥青"A"含量0.034～0.045%，属良好生油层，可组成良好的生储盖组合；马家沟组厚约600米，为一套浅海相石灰岩、白云质灰岩、白云岩。油气显示普遍，大5井于3163米见一颗含油灰岩，并有气测异常。大6井于711～712米见油斑灰岩，这两口井因缺乏下第三系油源，可能为自生。储集条件较好，钻井中多处发现井漏和放空现象，表明缝洞发育，如大6井于723～724米井段放空1米。其上有石炭—二叠系或中生界作为盖层。

从油气热演化分析，中上元古界—下古生界中的生油岩，在中生代以后才可生成油气，这就避免了中上元古代—中生代的多次构造运动的影响，生成的油气得以保存。而中生代白垩纪末的晚燕山运动，是沧县隆起复背斜形成的主要时期，由于这次褶皱作用形成的圈闭条件，对油气的聚集起到了配套作用，有利于形成油气藏。但是晚白垩纪—新生代早第三纪的断块运动，可能使燕山晚期形成的背斜圈闭油气藏遭到一定程度的破坏。

在中上元古界中寻找原生油气藏较为有利的地区主要位于沧县隆起的中北部，值得重视

的与里坦、白塘口向斜相伴生的大城、双窑背斜，如果落实圈闭，则双窑背斜以高于庄—杨庄组合为目的层。大城背斜以高于庄—杨庄和雾迷山—青白口两组合为目的层。潘庄凸起因构造和地层结构还未搞清，如果落实圈闭也将是有希望的地区。寻找下古生界中的原生油气藏应考虑保存条件较好的地区，以保存石炭—二叠系和部分中生界为适宜，如在隆起较低的大城背斜、里坦凹陷、白塘口凹陷、兴济凸起的西南部至献县凸起之间等地区。

表 12–2 中上元古界—下古生界生油指标统计表[①]

时代	层位	厚度(m)	可能生油岩	生油指标				
				C (%)	沥青“A” (%)	转化系数 “A”/C(%)	总烃 (%)	总烃/C
奥陶系	上马家沟组	286.2～294	含生物碎屑泥晶灰岩	0.16	0.0616	50		
	下马家沟组	169～206.4	含生物碎屑泥晶灰岩	0.11～0.20	0.0616～0.0734	30.8～67	17.2～41.8	5.3～27.9
	亮甲山组	99.8～161.6	泥晶灰岩及深灰色泥岩	0.11～0.15	0.0712	47～65	48.81	31.6～23.2
	冶里组	30.2～70	泥晶灰岩及深灰色泥岩	0.11～0.15	0.0712	47～65	48.81	31.6～23.2
寒武系	崮山组 长山组 凤山组	140.4～214.6	泥晶灰岩及深灰色泥岩	0.02				
	张夏组	141.6	深灰色泥岩	0.08	“B”0.08	B/C 100		
蓟县系	雾迷山组		藻白云岩、泥质白云岩					

①根据孔 8、孔 71、孔 72、港 59、震 4 井岩屑、岩芯样品分析平均值。

除此之外，沧县隆起位于中—晚元古代沉积坳陷南侧斜坡带上，中上元古界为一套相对稳定的海相沉积，在垂向剖面上组成一完整的沉积旋回，即由滨海到浅海，又由浅海到滨海的沉积环境，具备生油能力，组成良好的生储盖条件。如上所述，由坳陷中心（蓟县—宝坻）到坳陷的边缘地带（沧州—黄骅），中上元古界与下伏前中上元古界为超覆关系。可能形成中上元古界中暗色页岩、碳酸盐岩等不同生油岩系与结晶基底直接接触的关系。因此在不整合面之下有可能形成以古老的前中上元古界结晶基岩为储集层的古潜山油气藏。

二、沧县隆起具有形成“新生古储”古潜山油气藏的有利条件

自 70 年代中期任丘古潜山油田发现后，对沧县隆起的勘探逐步引起注意。该隆起处于黄骅、冀中两大生油坳陷之间，是油气运移的指向，新生界生成的油气可以通过不整合面和断层侧向运移至隆起上，只要存在有利的圈闭和较好的盖层就可以形成油气藏。沧县隆起也具备形成新生古储油气藏的条件。隆起上的凸起是较有利的勘探对象。

1. 兴济凸起

位于沧东、南皮凹陷与里坦凹陷之间，面积 2650 平方公里，主体部分已作过地震详查，已钻探井 4 口。据勘探现状和所处的有利位置，该凸起具有一定的勘探意义。根据地震资料编制的潜山顶面形态图可知，古风化壳由于淋滤剥蚀程度不同，因而高低不平，形成一

系列古残丘，成带分布，可以分成三个残丘带。中带最高，埋藏最浅，只有650米，共有残丘潜山头30个，其中最大的山头面积20平方公里，幅度300米。根据地震勘探及少量钻井资料认为其内幕为西倾。这样的地层产状与沧东断层下降盘的下第三系相配合可以形成圈闭。兴济凸起紧邻沧东、南皮两个生油凹陷，油源条件具备。但是该凸起在下第三系沉积时一直处于水上，遭受剥蚀，它和整个沧县隆起一样，只有晚第三纪后期的油气运移才有意义。根据其地质特征，明化镇组末期的油气运移有利于形成油气藏。就兴济凸起而言，潜山顶面盖层是明化镇组，内幕隔层有元古界的杨庄组、景儿峪组、龙山组和寒武系的徐庄组、馒头组红色页岩，根据邻区的钻探经验来看，这两种盖层可以起到保存油气的作用，如牛驼镇凸起南端的霸28井残丘油气藏就是以明化镇组作盖层的，又如柏各庄潜山南13井寒武系府君山油气藏，其盖层就是寒武系的内幕隔层馒头组页岩。

上面是从其有利因素进行分析的，但是明化镇组的岩性横向变化大，为一套较粗碎屑沉积，不是非常理想的盖层。水动力条件也较差，如济1井地层水的总矿化度较低（4985毫克／升），应属于交替水区。由于勘探程度低，构造不落实，高点不准，内幕构造不清，是其找油不利的因素。但本凸起面积大，山头多，埋藏浅，油源近，钻探程度低，从区域勘探角度来看应引起足够的重视。

2. 大城凸起

位于里坦凹陷与霸县、饶阳凹陷之间，面积2000平方公里。轴向北东，南高北低、东高西低，地震勘探程度不均，南段为普查，中北段为概查。风化面起伏变化大，形成一系列潜山头，而北部为一平缓大斜坡。该凸起上有12个潜山头，有一半为石炭—二叠系所覆盖。文安斜坡虽然不属于沧县隆起范围，但与沧县隆起紧邻，它位于大城凸起与霸县—饶阳凹陷之间，冀中坳陷生成的油气能否运移到隆起上与文安斜坡有关，目前该区钻探古潜山石灰岩的探井有10余口，苏1井在奥陶系峰峰组石灰岩中已获工业性油流，6毫米油嘴日产油83.8吨，气4.8万立方米。以下第三系为目的层的探井也有20余口，已有不少井获油流，说明霸县—饶阳凹陷生成的油气通过不整合面由西向东运移。在凸起上钻探的大6井于潜山顶面711～712米见油斑灰岩，说明曾有过油气运移，如果遇到有利的古潜山圈闭，找到古潜山油气藏的希望是存在的。

3. 小韩庄凸起

位于白塘口与板桥凹陷之间，面积180平方公里，已作地震概查，发现咸水沽、万家码头、小韩庄三个山头，古生界顶面埋深1000～1500米，明化镇组直接覆盖在下古生界不同地层之上，内幕地层西倾。此凸起钻探程度较高，自1964年到1986年这23年来共钻探井10口，其中见油气显示井6口（津2、津4、增2、增3、增4、板1），测试井7口，均出水，产水量最高的增3井，测试结果日产水350立方米，水温86℃。通过对水样的分析，氯离子含量低，总矿化度低，如津2井奥陶系中的水氯离子含量为591毫克／升，总矿化度2112毫克／升；寒武系地层水的氯离子含量为472毫克／升，总矿化度只有1675毫克／升，和地表水近似，说明地下水与地表水连通，保存条件不多。小韩庄凸起的钻探结果不理想，除了上述的水动力条件等不利因素外，油源不足和盖层条件欠佳也是不利因素。一般认为紧邻小韩庄凸起的板桥生油凹陷为不对称的箕状凹陷，下第三系生油层由西向东抬起，因而油气运移方向主要是东面的北大港构造带，而往西侧的运移量有限。小韩庄潜山顶面风化壳长期遭受风化、淋滤和溶蚀作用，缝洞发育，但上覆的上第三系为一套粗碎屑沉积物，封闭作用不理想。

4. 双窑凸起

位于潘庄、大城、兴济凸起与白塘口凹陷之间，面积700平方公里。在其北部钻探了震4、津1、热津1三口探井，在其南半部进行了地震概查。通过以上工作查明，明化镇组直接覆盖在古生界不同地层之上，内幕为西倾单斜，风化面高低变化较大，发现了9个古残丘型潜山。该凸起由于距离下第三系生油凹陷较远，较近的白塘口凹陷面积小（400平方公里），下第三系薄，只有300余米，因此可能寻找新生古储的油气藏比较困难。但是由于勘探程度太低，研究工作也未跟上，不宜过早结论。津1井曾见沥青，对于评价双窑凸起，应给予足够的重视。

5. 献县凸起

位于沧县隆起的南段，其东为阜城凹陷，西侧与饶阳生油凹陷相邻，面积1400平方公里。该凸起勘探程度很低，物探工作只做了重磁力详查，钻探井1口（献1井）。凸起为东高西低，内幕产状为东倾的单斜断块，凸起的下古生界之上有石炭—二叠系做良好盖层。献1井钻至奥陶系风化壳未见油气显示。随着勘探程度的加深将会有新的发现和认识。

关于沧县隆起北端的潘庄凸起和南端武城、明化镇凸起，由于资料缺乏，故不做详细分析。

三、对沧县隆起形成天然气条件的分析

1. 沧县隆起有机质成熟度高，有利于生成天然气

根据地质矿产部综合研究大队编制的奥陶系牙形石色变指数和石炭—二叠系煤质定碳比的资料可以看出（图12-8），华北平原区为成熟区，有利于油气生成，而四周山区的定碳比在65%以上，超过成熟区，不利于油气生成，天津—德州一带的定碳比在52～60%，也是相当高的。另外测得石炭—二叠系的镜质体反射率（R_O）值，在黄骅坳陷官古1井4000米深处为0.93%，但在沧县隆起上的泊古1井2000米深处则高达1.08%，预计下古生界及更古老的地层将会更高。目前在沧县隆起上已钻探井31口，有15口井见到油、气、荧光、沥青显示，其中有10口探井以气显示为主。据此推测，沧县隆起的古生界及更深层应以生气为主。

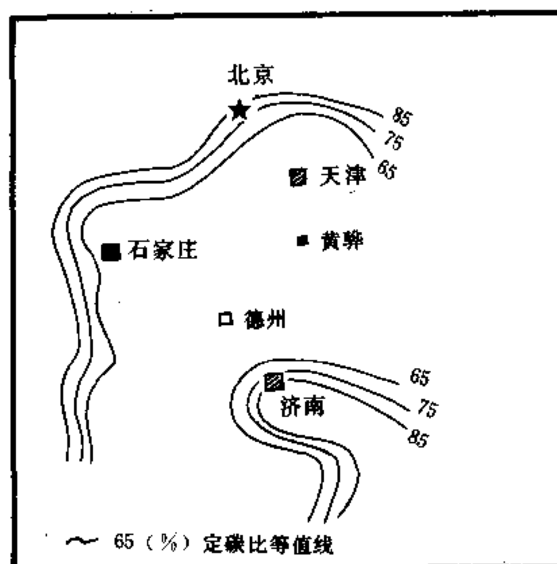


图12-8　石炭—二叠系煤定碳比图
（据地质矿产部地质研究大队）

2. 是石炭—二叠系煤成气的有利生成区

根据沧县隆起的地质特征，石炭—二叠系煤层厚度及分布情况来看，沧县隆起有形成煤成气的可能性。煤成气是指腐植型有机质在成煤过程中所形成的以甲烷为主的可燃气体，包括煤层吸附气、水溶气、岩层吸附气和聚集气。在目前的技术水平和经济条件下，聚集气是主要的寻找对象。目前国内外对煤成气的勘探和研究很为重视。国内也有发现，特别是渤海

湾盆地东濮坳陷文留煤成气藏的发现，更引起国内的极大重视。从区域地质角度看，华北盆地北部石炭—二叠系是含煤集中段。在沧县隆起及其邻区黄骅坳陷钻遇石炭—二叠系的不少探井都见到煤层。如小韩庄凸起东侧的塘23井于石炭系见煤2层7米及碳质页岩。在羊二庄和孔店钻遇的煤层最大厚度超过50米，黑色碳质页岩一般厚100米，从羊二庄—孔店向西南方向延伸到沧县隆起的南段，泊古1井石炭—二叠系煤层厚20余米，碳质页岩厚度近百米，说明石炭—二叠系的煤层在黄骅坳陷的中、南地区与沧县隆起的中南段是相连的。从现有资料看，沧县隆起的石炭—二叠系分布在天津、静海、青县、南皮以西的广大地区，及里坦、白塘口凹陷。里坦、白塘口凹陷煤层埋藏深，上覆地层全，包括中生界，上下第三系，不同地质时期的沉积间断时间短，因而煤的热演化程度高，有利于气的生成和保存，还可形成多套储盖组合。包括石炭—二叠系本身的储盖组合，中生界储盖组合和第三系储盖组合。兴济凸起西部和大城凸起的大部石炭—二叠系分布区，煤层埋藏较浅，为1000～2100米，如泊古1井煤层埋藏深度为1440米，上覆盖层不全，缺少中生界和下第三系，因而煤层的热演化程度较低，煤气发生量小。但是因为石炭—二叠系本身可以构成一个完整的生储盖组合而形成煤成气藏，所以在沧县隆起上寻找煤成气藏是有希望的，应给予足够的重视。

四、沧县隆起的地热资源丰富

根据地壳测深测算，沧县隆起南厚北薄，特别是静海、双窑地区，莫氏面深约32～33公里，容易形成地温异常带，基岩凸起部位地温等值线密集、梯度大，约大于4℃／100米，凹陷地区较小，这主要是地下深部热流沿热阻较小的凸起部位集中。由于北东和北西西向两组断裂的作用，又受多次构造活动和新构造运动的影响，特别是两组断裂的交会处，成为主要热通道。由于岩石的热导率不同，所以岩性直接影响地温场的展布。上第三系为砂、泥岩，孔隙度大，平均25～30%，下古生界奥陶系、寒武系以及元古界是碳酸盐岩为主的沉积建造，孔隙度低，一般为1～5%，则基岩热导率比上第三系大2～3倍。沧县隆起具有基岩埋藏浅（600～2000米），凸起多，两组断裂交叉等有利条件，所以既有浅层第三系热储集层（深度600～1000米，水温30～53℃），又有深层基岩热储集层（埋深1000～2000米，水温58～96℃）。根据天津市地质矿产局的资料，沧县隆起的兴济、双窑、白塘口断裂两侧，小韩庄（万家码头）、贯庄、潘庄等为地热异常区。一般地温梯度为4.5～7.5℃／100米。如位于双窑异常区的震4井，1362～1371米井段，雾迷山组日产水2000立方米，水温70～84℃。兴济异常区的济1井，日产水1940立方米，水温62℃。利用地热资源，节约燃料，在沧县隆起是很现实的。

参　考　文　献[1]

王尚文等，1983，中国石油地质学，石油工业出版社。

王英华、赵震等，1990，河北碳酸盐岩图册，天津科学技术出版社。

王德发、张服民，1987，黄骅坳陷第三系沉积相及沉积环境，地质出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院、中国科学院南京地质古生物研究所，1978，渤海沿岸地区早第三纪介形类，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院、中国科学院南京地质古生物研究所，1978，渤海沿岸地区早第三纪孢粉，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院、中国科学院南京地质古生物研究所，1978，渤海沿岸地区早第三纪腹足类，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院、中国科学院南京地质古生物研究所，1978，渤海沿岸地区早第三纪轮藻，科学出版社。

石油勘探开发科学研究院地质研究所主编，1982，冀中坳陷油气的生成，中国陆相油气生成，石油工业出版社。

石油勘探开发科学研究院地质研究所主编，1982，黄骅坳陷油气的生成与运移，中国陆相油气生成，石油工业出版社。

田在艺，1983，中国石油地质特征及油气远景评价，石油学报，第4卷第1期。

朱　夏，1982，中新生代油气盆地，构造地质学进展，科学出版社。

地质矿产部水文地质工程地质研究所、石油工业部华北石油勘探开发研究院、地质矿产部石油地质综合大队101队，1987，油田古水文地质与水文地球化学——以冀中坳陷为例，科学出版社。

邬立言、顾信章等，1986，生油岩热解快速定量评价，科学出版社。

陈发景，1982，关于我国东部第三系含油盆地形成问题的初步探讨，中新生代构造，科学出版社。

陈墨香，1988，华北地热，科学出版社。

李四光，1973，地壳构造与地壳运动，中国科学，第4期。

李绍光、王德兴，1982，北大港构造带南北翼成岩后生作用与孔隙度的关系，石油学报，第3卷第3期。

李绍光、梁复华，1985，黄骅坳陷天然气类型特征，天然气工业，第5卷第3期。

李绍光，1988，大港油田天然气勘探方向的探讨，天然气工业，第8卷第1期。

李绍光，1988，孔店南部安山岩储集类型、控制因素及相的初步分析，石油勘探与开发，第15卷第4期。

李德生、薛叔浩，1983，中国东部中新生代盆地与油气分布，地质学报，第3期。

吴　涛，1989，孔店南部开拓新层系新领域的勘探经验，石油天然气勘探经验和技术，石油工业出版社。

杨万里，1981，松辽盆地陆相生油母质类型与演化，中国科学，第8期。

[1] 本卷主要根据大港油田各生产、科研单位最新研究成果、报告（未刊稿）编写。——编者

张万选，1981，论油气藏的分类及中国油气藏的主要类型，石油学报，第2卷第3期。

张文佑，1977，中国断裂构造体系发展，地质科学，第3期。

张文佑等，1987，断块与板块，中国科学，第2期。

张服民，1981，黄骅盆地早第三纪沉积史与环境特征，石油与天然气地质，第2卷第2期。

张服民，1985，黄骅坳陷羊二庄断阶带油气聚集条件与油藏分布序列，石油勘探与开发，第12卷第5期。

郑爱珠，1963，我国陆相沉积地球化学相，石油部石油研究院石油勘探报告集，中国工业出版社。

赵学平，1984，沉积泥岩中的超静水压力及压实流的排替，石油学报，第5卷第3期。

赵学平等，1987，黄骅断陷湖盆骨架砂体类型及其地震反映，北京石油地质会议报告论文集，石油工业出版社。

高锡兴，1985，黄骅坳陷二氧化碳气与油气藏分布关系，石油实验地质，第7卷第3期。

高锡兴等，1987，黄骅坳陷天然气地质特征与成因类型，石油实验地质，第9卷第1期。

梁复华等，1981，黄骅坳陷中区生油岩特征及油源对比，石油学报，第2卷第4期。

梁复华，1985，黄骅坳陷油气类型特征，石油学报，第6卷第1期。

谭试典，1982，论渤海湾盆地早第三纪构造掀斜断块，中新生代构造，科学出版社。